

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт Нефти и газа

Разработка и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись

Н.Д. Булчаев

инициалы, фамилия

« 20 » 06 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01.02 – Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Обоснование эффективности решения проблемы вырывания профиля приемистости на
нагнетательных скважинах пласта Як 3-7 Ванкорского месторождения применением ОРЗ

Руководитель


подпись, дата

доцент, к.т.н.
должность, ученая степень

Е.Л. Морозова
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

А.М. Калмыков
инициалы, фамилия

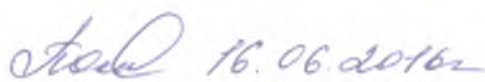
Консультант:

БЖД
наименование раздела


подпись, дата

Е.В. Мусияченко
инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата


О.В. Помолотова
инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
Разработка и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 Н.Д.Булчаев

подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2016г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1 Геология месторождения	8
1.1 Общие сведения о месторождении	8
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	9
1.2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	9
1.3 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов.....	13
1.3.1 D-I-III.....	13
1.3.2 Y-1-7	14
1.3.3 Y 3-7.....	15
1.3.4 S-9	16
1.3.5 N-1.....	17
1.3.6 N 3-4.....	18
1.4 Физико-гидродинамическая характеристика месторождения	20
1.4.1 Характеристика коллекторских свойств по данным анализа образцов керна.....	20
1.4.2 Характеристика коллекторских свойств по результаты интерпретации материалов ГИС.....	22
1.5 Физико-химические свойства пластовых флюидов	24
1.5.1 Пласт D-I-III.....	25
1.5.2 Пласт Y-I	25
1.5.3 Пласт Y-II.....	25
1.5.4 Пласт Y-III	26
1.5.5 Пласт Y-III-VII	26

1.5.6 Пласт S-IX.....	26
1.5.7 Пласт N-I.....	27
1.5.8 Пласт N-III-IV.....	27
1.6 Физические свойства и химический состав подземных вод	28
1.7 Запасы углеводородов и КИН.....	30
1.8 Осложняющие факторы геологического строения разреза на данном месторождении	30
<p>В целом месторождение является многопластовым, характеризуется наличием контактных запасов, неоднородностью коллекторских свойств, высокой глинистостью пластов, высокой газонасыщенностью пластовой нефти, а также низкими коэффициентами начальной нефтенасыщенности пластов.....</p>	
2.Технологическая часть	31
2.1 Анализ текущего состояние разработки нефтяного месторождения	31
2.1.1 Объект Y-III-VII (рассматриваемый).....	32
2.1.2 Объект N-I.....	34
2.1.3 Объект N-III-IV	35
2.1.4 Объект S-IX (нефтяной)	35
2.1.5 Объект D-I-III	35
2.2 Сравнение проектных и фактических показателей разработки ...	39
2.3 Анализ состояния фонда скважин.....	40
2.4 Анализ примененных методов направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти на месторождении.	43
2.4.1 Кислотные обработки.....	43

2.4.2 Гидроразрыв пласта	44
2.4 Анализ выработки запасов нефти	47
3. Специальная часть	50
3.1 Существующие способы и технологии по выравниванию профилей приемистости.	50
3.1.1 Физико-химические методы (потокоотклоняющие).....	50
3.1.2 Система одновременно-раздельной закачки.....	52
3.2 Выбор участка для применения технологии ВПП	52
3.3 Анализ эффективности применения компоновок ОРЗ на нефтегазоконденсатном месторождении.....	53
3.3.1 Постановка проблемы	53
3.3.2 Подготовка задачи исследования	54
3.3.3 Оценка эффективности ОРЗ.....	56
3.3.3.5 Адаптация модели матбаланса по нижней зоне Y-V-VII ячейки 11.2	69
4. Безопасность и экологичность проекта	78
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	78
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	79
4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.	80
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	82
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	83
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	84

4.7 Экологичность проекта	85
5 Заключение	86
Список сокращений	87
Список используемых источников.....	88

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в России способ разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления с помощью закачки воды является основным. Выполнение проектных показателей нефтяных месторождений при заводнении в значительной степени зависит от эффективной работы нагнетательных скважин при стабильной приемистости.

При разработке нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления закачкой воды, особенно на заключительных стадиях разработки встречается проблема низкого охвата продуктивного пласта закачиваемой водой. Здесь проблема во многом зависит от особенностей геологического строения залежей, неоднородности, коллекторских свойств пород, а именно, анизотропии проницаемости пород коллекторов. По этой причине основной объем закачиваемой воды фильтруется по высокопроницаемым промытым каналам, оставляя невыработанными менее проницаемые объемы продуктивного пласта.

. В настоящее время одним из немногих способов, позволяющих ускорить доизвлечение остаточных запасов нефти и уменьшить закачку воды, является широкомасштабное внедрение различных геолого-технических мероприятий, основанных на изоляции промытых высокопроницаемых зон пласта и ограничении поступления воды.

Применение технологий, направленных на выравнивание профилей приемистости (ВПИ), перераспределение фильтрационных потоков и снижение обводненности добываемой продукции, является одним из перспективных направлений повышения технико-экономических показателей разработки, особенно при разработке месторождений на поздней стадии, характеризующейся отбором большого количества попутной воды

1 Геология месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено на территории Туруханского и Таймырского района Красноярского края. Районные центры п. Туруханск находится в 300 км к юго-западу от месторождения, г. Дудинка – в 140 км на северо-восток. В этом же направлении в 200 км расположен г. Норильск.

Территориально расположено в пределах трех лицензионных участков. Южная часть месторождения расположена в Туруханском районе Красноярского края, северная часть расположена на территории Таймырского муниципального района.

Крупных населенных пунктов на данной территории нет, отсутствуют так же автомобильные и железные дороги. Близлежащие населенные пункты г. Игарка, Дудинка и п. Туруханск имеют аэропорты круглогодичного действия. Время полета на вертолете от аэропорта Игарка до участка работ около 1 часа, от Туруханска – 1 час 40 мин.

Транспортировка грузов может осуществляться водным путем непосредственно до месторождения в течение весеннего периода, или водным путем до г. Игарки с последующим вывозом на площадь по зимникам или воздушным транспортом. Общая протяжённость водной магистрали Красноярск-Игарка по р. Енисей составляет 1747 км. На площадь месторождения основной объём грузов может завозиться только зимой, после промерзания болот, когда начинают функционировать временные зимние дороги. Расстояние по зимнику от г. Игарка до площади месторождения в среднем 150 км.

Транспорт нефти осуществляется по нефтепроводу диаметром 820 мм. Нефтепровод рассчитан на прокачку объёмов УВ 25 млн. т/год. Общая протяжённость трассы составляет 543 км.

Климат района работ резко континентальный, характеризуется суровой и продолжительной зимой, и коротким прохладным летом. Среднегодовая температура отрицательная, минус 10-11⁰С. Наиболее тёплый месяц года июль, средняя температура воздуха в июле +16⁰С, при максимальных значениях до +30⁰С. Наиболее холодные месяцы – январь и февраль, со средней температурой воздуха около –26⁰С, и максимальной – 570С.

Количество осадков, составляет 450-470 мм в год. Наименьшее их количество приходится на август – сентябрь. Толщина снегового покрова неравномерна: до одного метра на равнинных участках и до 3м и более в оврагах.

Ближайшие месторождения, находящиеся в промышленной эксплуатации: Мессояхское, Южно и Северо-Соленинское, расположены в нескольких сотнях километров.

Район месторождения и трасса нефтепровода характеризуется зоной распространения многолетнемерзлых пород, толщина которых достигает

450-480м, при толщине деятельного слоя не более 0,5-1,0м. Основными мерзлотно-геологическими процессами и явлениями на территории являются: морозобойное растрескивание, термоэрозия, термокарст, пучение.

Абсолютные отметки рельефа, как правило, не превышают 50-100 м. Болота по большей степени мохово-травянистые. Территория района покрыта мхами и лишайниками, мелкими кустарниками, а по берегам рек и озер растут лиственницы и карликовые березы. Деловой древесины в районе нет.

Основным источником теплоснабжения объектов месторождения является собственная ГТЭС, в составе которой предусмотрены котлы-утилизаторы (шесть рабочих и два резервных), единичной тепловой мощностью – 33,0 МВт. Также для отопления части объектов месторождения предусмотрены газовые котельные.

На территории нефтегазоконденсатного месторождения, полезных ископаемых, кроме нефти, конденсата и газа, не обнаружено.

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

1.2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Глубоким бурением изучены только отложения мезозойско-кайнозойского возраста. Скважинами рассматриваемого месторождения вскрыты юрские, меловые и четвертичные отложения. Причем, юрские отложения вскрыты не в полном объеме.

Меловая система (Нижний мел - K1)

Нижнехетская свита (K1nch). Отложения свиты залегают согласно на отложениях верхней юры. Свита представлена преимущественно алевролитами и аргиллитами неравномерно известковистыми. Песчаные и алевроитопесчаные разности имеют подчиненное значение. Порода серого и зеленоватого-серого цвета с тонкими прослоями обугленного растительного детрита, встречается глауконит и пирит. Для отложений характерны сложные виды косой слоистости, обусловленной совместным воздействием волны течений, встречаются деформационные текстуры, шарики глин, обилие фауны различной сохранности, биотурбация незначительная, в основном ходы обитания. Возраст свиты берриас–ранний валанжин. Мощность свиты в скважине V составляет 454 м.

Суходудинская свита (K1sd) согласно залегает на отложениях нижнехетской свиты, представлена переслаиванием песчаников с глинисто-алевритовыми породами. Некоторые глинистые пачки имеют региональное

развитие. Мощность отдельных песчаных пластов достигает 60 м. Глинистые пачки мощностью до 40 м, сложены тонким переслаиванием маргиллитов и алевролитов. Песчаники светло-серого и серого цвета, иногда с зеленоватым оттенком, мелко-среднезернистые, глинистые, с известковистыми и каолинизированными прослоями. Алевролиты серые, буровато-серые в зависимости от содержания глинистого и углистого материала, с линзочками и прослоями мелкозернистого песчаника и аргиллита. Песчаники и алевролиты преимущественно хорошей сортировки, аркозовые, цементируются слюдисто-глинисто-каолинистым и карбонатным материалом, содержание которого меняется. В песчаниках часто наблюдаются немногочисленные угловатые обломки темно-серых аргиллитов, пропластки и линзовидные включения углисто-глинистого материала и обугленного детрита, по плоскостям наслоения намывы слюды. Аргиллиты темно-серые, в различной степени алевроитистые, зачастую содержат линзы, прослои алевролитов и песчаников более светлого цвета. В аргиллитах много растительных остатков, конкреций и включений сидерита, обломков обугленной древесины. Глинистая часть состоит из гидрослюды, хлорита, смешанослойных, каолинита. Мощность отложений в скважине достигает 601 м.

Малохетская свита (K1mch) согласно залегает на суходудинской свите. Разрез свиты представлен преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями глинисто-алевритовых пород, содержащими линзы и прослои известковых разностей пород, включения обугленных растительных остатков и обломков углей.

Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, рыхлые. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые. Толщина свиты меняется от 145 м до 200 м. Остатки микро- и макрофауны в отложениях свиты не обнаружены. Раннеготеривский-раннеаптский возраст определяется на основании споро-пыльцового комплекса.

Яковлевская свита (K1jak) согласно залегает на отложениях малохетской. Представлена отложениями надводных дельтовых равнин - аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболитифицированными песчаниками, содержащими прослои углей, известковых и сидеритовых песчаников, известняков, гальку кремнистых и магматических пород. Слоистость пород тонкая, косая, горизонтальная, перекрестная, линзовидная, обусловленная наличием прослоев углистого и слюдистого материала. Цвет пород варьирует от светло-серого, почти белого, до черного. Пачки глинисто-алевритовых и песчаных пород невыдержанны по составу и мощности. В верхней части разреза количество глинистых пород увеличивается. Отличительной особенностью разреза яковлевской свиты является наличие прослоев углей мощностью 2-4 м, выделяемых внутри глинисто-алевритовых пачек. В отложениях яковлевской свиты обнаружены редкие находки макро и микрофауны и споро-пыльцовый комплекс, указы-

вающий на аптальбский возраст пород. Мощность яковлевской свиты изменяется от 561 м до 652 м.

Меловая система (Нижний-верхний отделы - K1-2)

Долганская свита (K1-2dl) согласно залегает на отложениях яковлевской толщи. Представлена серыми и зеленовато-серыми песчаниками и песками, с прослоями буровато-серых алевролитов и аргиллитов, с включением растительных остатков. Пески и песчаники мелко-среднезернистые часто алевролитистые, от рыхлых до уплотненных, слюдистые, прослоями каолинизированные, кварц-полевошпатового состава. Алевролиты и глины серые, темно-серые с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, частично каолинизированные. В песчаниках встречаются известковые и сидеритовые конкреции. В целом для пород характерно наличие редких тонких прослоек углей, обломков древесины, галек глин. Фауны в отложениях долганской свиты не обнаружено. Альб-сеноманский возраст пород определен по споро-пыльцевому комплексу.

Мощность свиты составляет 233-271 м.

Меловая система (Верхний отдел - K2)

Представлен отложениями дорожковской, насоновской, салпадинской и танамской свит.

Четвертичная система - Q

Континентальные отложения, залегающие на размытой поверхности мезозойских отложений. Представлены песками, супесями, суглинками серого, светло-серого цвета с желтоватым оттенком, с многочисленными включениями гальки, гравия, валунов изверженных пород и кварцитов. Мощность отложений не превышает 150 м.

На рисунке 1 представлен сводный разрез юрских и меловых отложений месторождения.

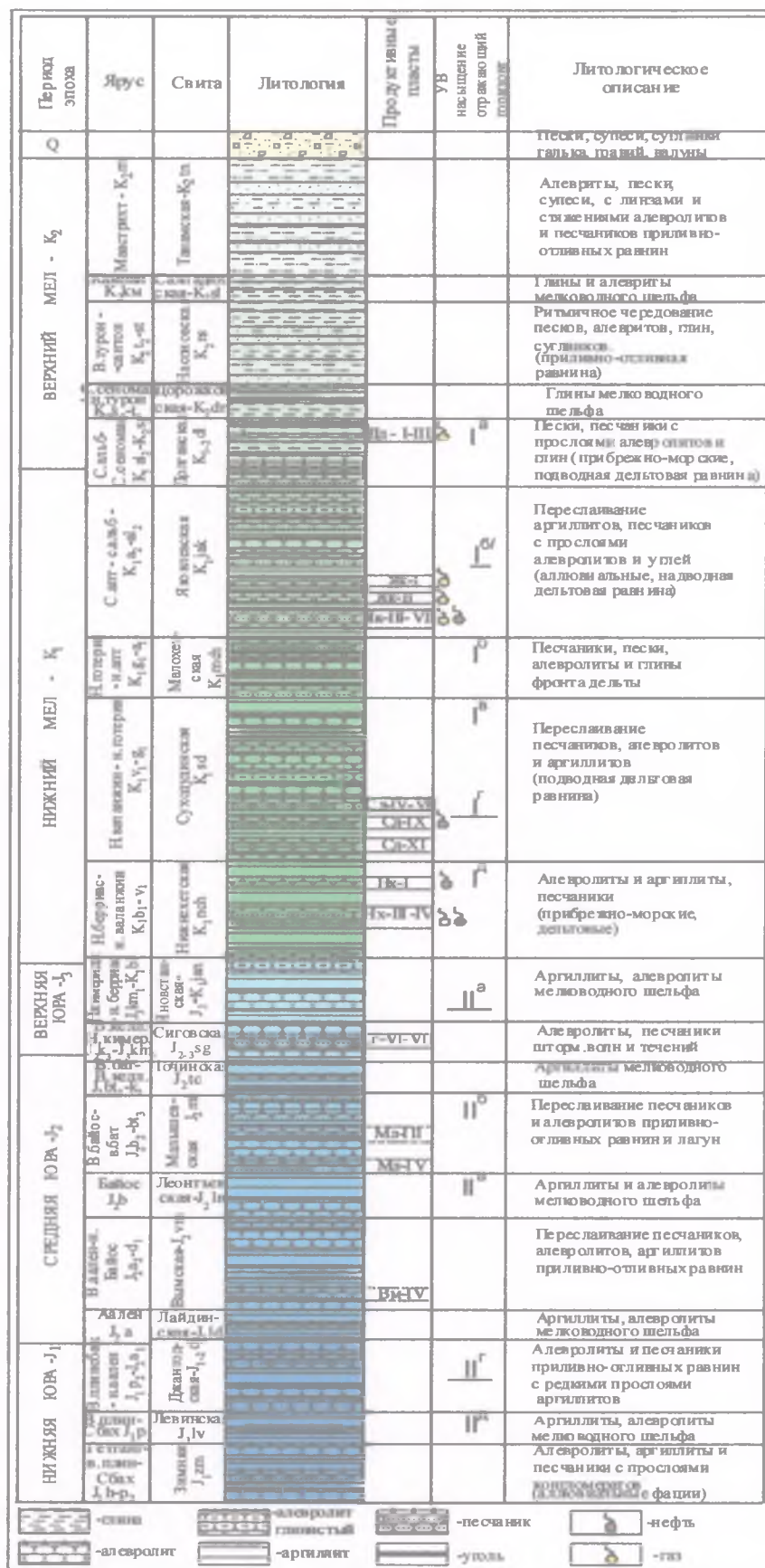


Рисунок 1-Сводный разрез юрских и меловых отложений месторождения

1.3 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Рассматриваемое месторождение расположено в Большехетском нефтегазоносном районе Пур-Тазовской нефтегазоносной области на территории Красноярского края.

Месторождение является многозалежным, на Государственном балансе на 01.01 2015 г. числятся газовая залежь - D-I-III, приуроченная к долганской свите, две газовые залежи - Y-I-1, Y-I-2, две нефтегазовых залежи - Y-I и Y-II, одна нефтяная залежь Y-III, одна газонефтяная залежь Y-III-VII приуроченные к яковлевской, две газонефтяные залежи - S-IX и N-I, приуроченные к суходунинской и нижнехетской свитам и одна N-III-IV – нефтегазоконденсатная залежь нижнехетской свиты.

1.3.1 D-I-III

Пласт был сформирован в условиях прибрежного подвижного бассейнового мелководья, песчаные тела имеют отчетливо трансгрессивную природу, для них характерна глинизация по латерали.

Залежь пластов D-I-III газовая, пластовая, сводовая. ГВК принят на абсолютной отметке – 978,6 м. Размеры залежи 29,5 x 11,6 км, площадь газоносности составляет 226,5 км², высота 60,4 м. Эффективная газонасыщенная толщина в скважинах изменяется от 3,1 м до 38,5 м составляя в среднем по залежи 12 м. Пласты характеризуется высокой расчлененностью и неоднородностью, обусловленной условиями осадконакопления. Коэффициент песчанистости в среднем 0,6, изменяется от 0,19 до 1. Коэффициент расчлененности пластов в среднем 5,73, микронеоднородности 0,25.

Подошвенная вода подстилает залежь на 92 %. Внутренний ГВК только в южной части пласта.

На рисунке 2 изображен геологический разрез пласта D-1-3.

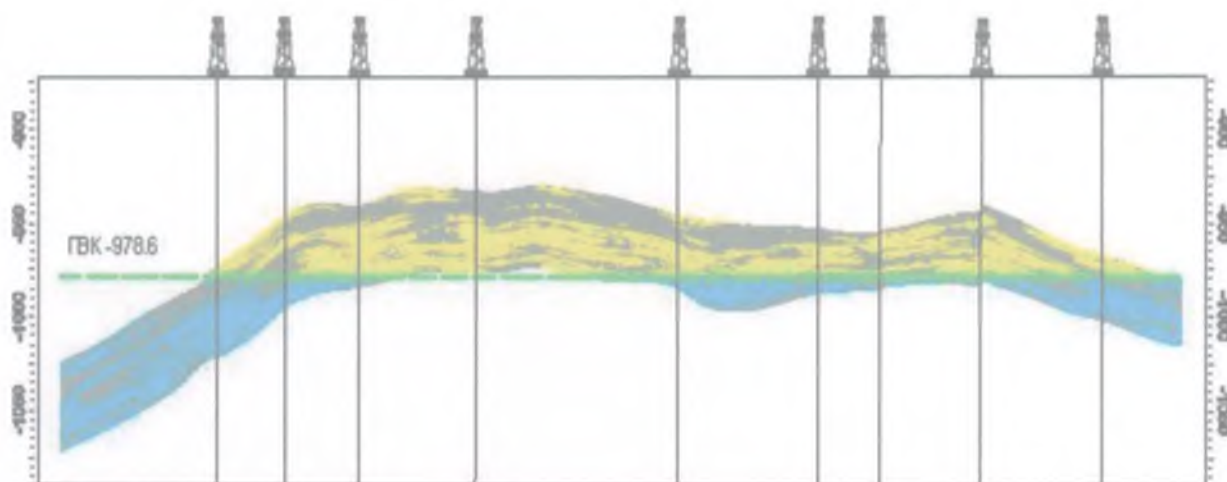


Рисунок 2 – Геологический разрез пласта D-1-3

1.3.2 Y-1-7

Продуктивные горизонты яковлевской свиты (1-7) представлены песчаными и песчано-алевритистыми разностями осадочных пород. Песчаники слабосцементированы, цемент чаще глинистый, с миллиметровыми прослоями слюдисто-глинистого материала. Покрышкой продуктивных пластов служат аргиллитоподобные глины и углистые тонкоплитчатые аргиллиты.

Процесс формирования яковлевского продуктивного горизонта проходил в континентальных условиях осадкообразования и представлен аллювиальным комплексом.

Y-1. Общая толщина пласта изменяется от 2,8 м до 25,8 м. Эффективная толщина пласта-коллектора от 0,2 м до 17,7 м. Коэффициент песчаности пласта-коллектора в среднем 0,77 и изменяется – от 0,19 до 1 (39%). Расчлененность пласта в среднем 2,13, микронеоднородность 0,4.

Залежь северного купола пласта Y-1 нефтегазовая, пластовая, сводовая, литологически экранированная, ГНК на а.о. -1579.9 м, подтвержден данными испытаний MDT. Нефтяная оторочка в северном куполе была выявлена и поставлена на баланс в 2011 году. ВНК варьируется от -1581 м до -1589 м.

Залежи южного купола пласта Y-1 газовые, пластовые, сводовые, литологически экранированные, ГВК приняты на а.о. -1588. Для залежи Y-1-1 и -1560. Для залежи Y-1-2.

Y-2. Эффективная толщина пласта-коллектора изменяется от 0,3 м до 9,5 м. Коэффициент песчаности пласта-коллектора в среднем 0,81 и изменяется – от 0,25 до 1 (50% скважин). Расчлененность пласта в среднем 1,77, микронеоднородность 0,56.

Залежь пласта Y-2 нефтегазовая, пластовая, сводовая, литологически экранированная, площадью 73 км². ГНК принят а.о. -1600 м. Положение ВНК по данным ГИС изменяется от -1621.1 м до -1635.6. Нефтяная оторочка в южном куполе была выявлена и поставлена на баланс в 2011 году.

1.3.3 У-3-7

Залежь пластов У-III-VII газонефтяная, массивная, сводовая. ГНК южного купола принят на абсолютной отметке -1600 м. ГНК северного купола - на абсолютной отметке -1616 м. Положение ВНК изменяется от -1632 м, до -1651,9 м, доказанный опробованием уровень нефтенасыщения - 1647,4 м. Залежь пластов У-3-7 газонефтяная, массивная, сводовая. ГНК южного купола принят на абсолютной отметке -1600 м. ГНК северного купола - на абсолютной отметке -1616 м. Поверхность ВНК построена с использованием данных по 228 скважинам, абсолютная отметка варьируется от -1657.5 до -1631.8 м.

Размер залежи 29х11,5 км, её площадь составляет 248,5 км², высота нефтенасыщенной части залежи - 50 м, газонасыщенной - 25 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 0,5 м, до 39,8 м, составляя в среднем по залежи 17,7 м. Минимальная эффективная газонасыщенная толщина составляет 0,4 м, максимальная достигает 22,2 м, а в среднем по залежи составляет 6,9 м.

По простирацию пласты не выдержаны, зачастую представляют собой переслаивание хорошо проницаемых песчаных пород с заглинизированными песчаниками и алевролитами, известковыми песчаниками и песчаными известняками. Песчано-алевритовые и песчаные породы серого и светло-серого цвета, преимущественно, аркозовые, в некоторых песчаниках, в зависимости от условий седиментации, повышается содержание кварца,

На рисунке 3 изображен геологический разрез пласта У-3-7.

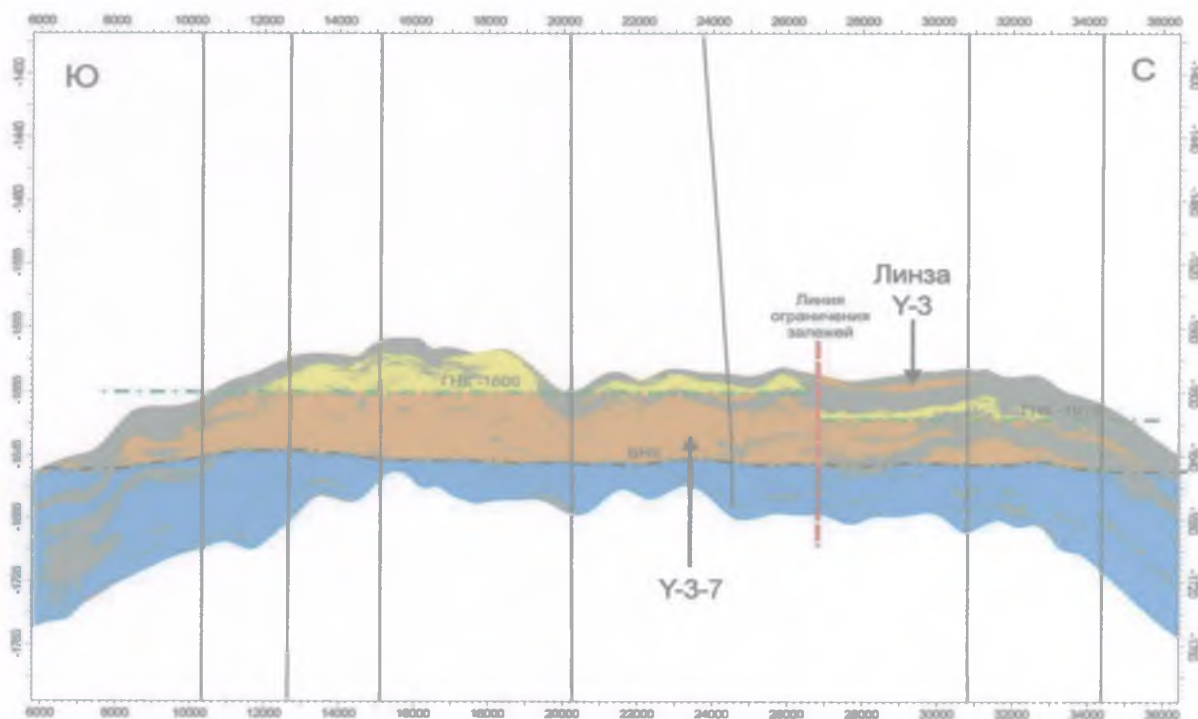


Рисунок 3- Геологический разрез пласта У-3-7

1.3.4 S-9

Продуктивный пласт S-9 сформирован в прибрежно-морской обстановке осадконакопления, под действием приливно-отливных процессов.

Предположительно северная и южная часть разделены консидемантационным нарушением, которое экранирует северный купол. Залежь пласта газонефтяная, массивная, сводовая, подстилается подошвенной водой по всей площади залежи. Залежь контролируется северным куполом месторождения, размеры залежи составляют 5,8х4 км, ее площадь составляет 20,3 км². Газовая шапка выделена по результатам опробования скважин пластоиспытателем MDT и на а.о. -2363 м и -2368 м получен приток газа.

В среднем общая и эффективная мощность пласта северного купола 42,9/33,9 (общ. мощ./эфф. мощ.), эффективная толщина изменяется от 19,9 м до 44,5 м, расчлененность пласта в среднем 7, микронеоднородность 0,19. Песчанистость северного купола изменяется от 0,53 до 0,97 и в среднем составляет 0,79.

На южном куполе месторождения средняя толщина пласта – 34/26,9 (общ. мощ./эфф. мощ.), эффективная мощность изменяется от 7,2 до 48,3 м. Южный купол структуры полностью водонасыщен.

Расчлененность пласта в среднем 4 (от 2 пропластков в 8 скважинах до 9), микронеоднородность 0,15. Песчанистость пласта в среднем 0,79 и изменяется от 0,33 до 0,97.

Залежь пласта S-9 газонефтяная, массивная, сводовая, литологически ограниченная. Залежь контролируется северным куполом месторождения, размеры залежи составляют 5,8х4 км, ее площадь составляет 20,3 км², высота - 25 м. Газовая шапка выделена по результатам опробования пластоиспытателем MDT, где на а.о. -2363 м и -2368 м получен приток газа. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет в среднем 3,5 м, газонасыщенная – 1,4 м. ВНК принят на абсолютной отметке -2375 м, ГНК – 2368 м.

На рисунке 4 изображен геологический разрез пласта S-9

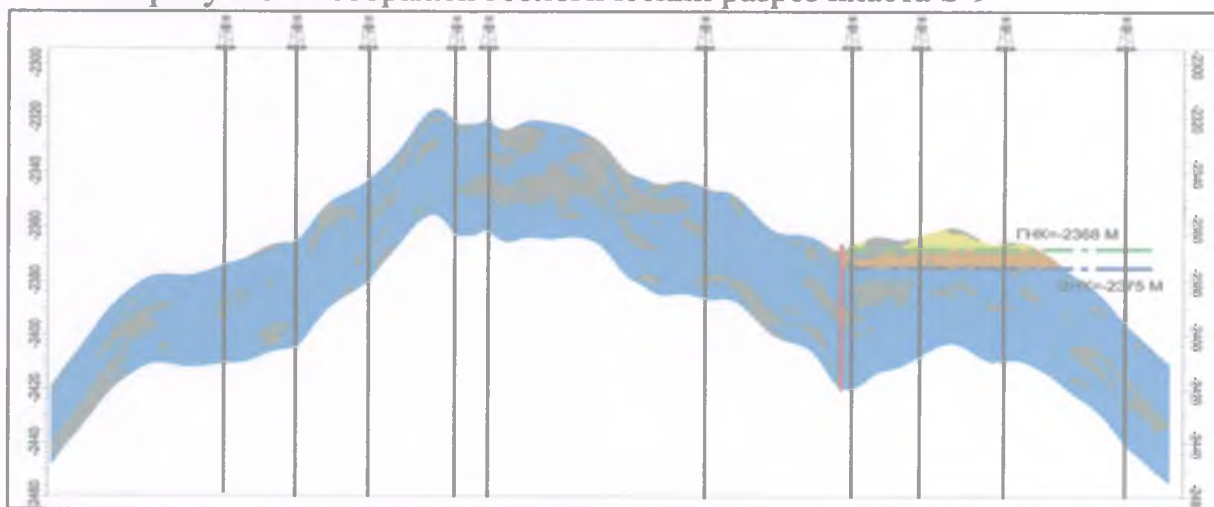


Рисунок 4 – Геологический разрез пласта S-9

1.3.5 N-1

Покрышками для коллекторов нижнехетской свиты служат глинисто-алевролитовые отложения.

Залежь пласта N-I газонефтяная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Положение ВНК изменяется от -2646,9 м, до -2672,5 м, доказанный опробованием уровень нефтенасыщения -2646,6 м и -2666 (ВЛд-1). В восточной части залежи, в районе скважины S-2, залежь ограничена зоной глинизации, шириной около 5 км. Размеры залежи 33,5×8,9-13,9 км, её площадь составляет 312 км², высота 115 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина, вскрытая скважинами, изменяется от 0,7 до 18,5 м, составляя в среднем по залежи 7,5 м.

Также выделяется небольшая газовая шапка, ГНК на а.о. -2553,4 м, Коэффициент песчанистости пласта-коллектора в среднем 0,76, изменяется от 0,40 до 1. Коэффициент расчлененности пласта в среднем 3,64, микронеоднородности 0,45.

Газонефтяной контакт выделен на абсолютной отметке -2553,4 м по результатам опробования пластоиспытателем MDT. Эффективная газонасыщенная толщина в среднем по залежи составила 1 м. В сводовой части пласта, был определен высокий газовый фактор (3000 м³/т, 2000 м³/т и 1000 м³/т, соответственно) и выделена газовая шапка.

Коэффициент песчанистости пласта-коллектора в среднем 0,76, изменяется от 0,40 до 1. Коэффициент расчлененности пласта в среднем 3,64, микронеоднородности 0,45.

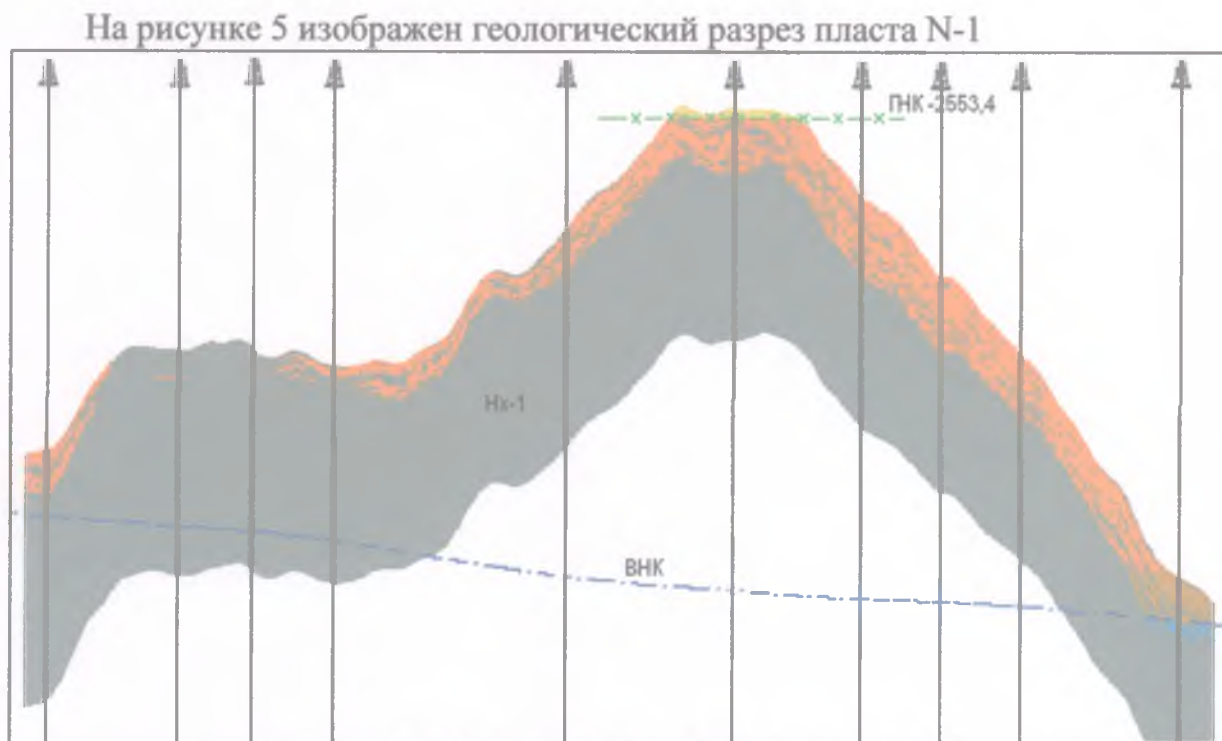


Рисунок 5 – Геологический разрез пласта N-1

1.3.6 N 3-4

Залежь N-III-IV нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая. ГНК принят на абсолютной отметке -2716 м. Положение ВНК изменяется от $-2747,1$ м, до $-2766,8$ м, доказанный опробованием уровень нефтенасыщения $-2761,1$ м (Вн-10). Размеры залежи $30 \times 11,5$ км, её площадь составляет $287,3 \text{ км}^2$, высота нефтенасыщенной части залежи – 44 м, газонасыщенной – 56 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется в скважинах от $1,2$ м до $39,8$ м, составляя в среднем по залежи $17,5$ м. Эффективная газонасыщенная толщина – от $0,7$ м до $42,6$ м, и составляет в среднем по залежи $14,5$ м.

Средняя песчанистость – $0,75$, от $0,57$ до $0,93$. Коэффициент расчлененности пласта в среднем $12,3$, микронеоднородности $0,28$.

Пласты N-4 и N-3 разделены непроницаемой перемычкой углистый, глинисто-алевритовый пропласток мощностью до $2,0$ м. Локально данная перемычка имеет разрывы. Пласты характеризуются высокой послойной неоднородностью по проницаемости, что связано с прослоем высокопроницаемого коллектора в верхней части пласта.

Зона газового контакта перекрывает 36% площади залежи. Подошвенная вода подстилает залежь на 81% (по северной части повсеместно). В кровле N-4 залегают песчаники с улучшенными коллекторскими свойствами (суперколлектор); толщина «суперколлектора» на севере залежи – $8-12$ м, на основном куполе – $4-6$ м; на севере «суперколлектор» имеет более расчлененное строение.

На рисунке 6 изображен геологический разрез пласта N-3-4

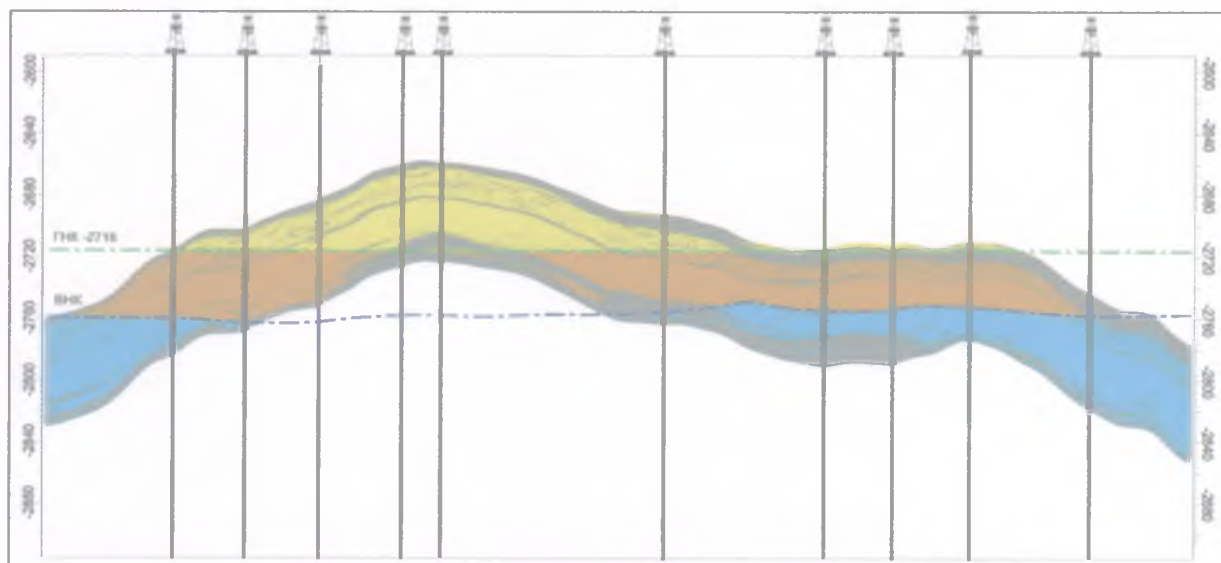


Рисунок 7 – Геологический разрез пласта N-3-4

Значения начальных температур, давлений, коэффициентов расчленённости и песчанистости продуктивных пластов приведены в таблице 1

Таблица 1-Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты						
	D-I-III	Y-I	Y-II	Y-III-VII	S-IX	N-I	N-III-IV
1	2	3	4	5	6	7	8
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	-949	-1562	-1590	-1607	-2366	-2605	-2710
Тип залежи	Пластовый, сводовый, литологически-экранированный			Массивный, сводовый		Пластовый, сводовый, литологически ограниченный	Пластовый, сводовый
Тип коллектора	терригенный, поровый						
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс. м ²	226 464	40 178	43 622	252 553	20 380	308 769	286 557
Средняя общая толщина, м	38,5	8,1	3,9	75,2	43,6	10,6	57,7
Средняя газонасыщенная толщина, м	12,0	3,0	2,5	7,0	1,4	1,2	14,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	-	2,4	2,4	17,7	3,5	7,5	17,5
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	11,5	3,6	-	31,9	30,3	5,2	11,5
Коэффициент пористости, доли ед.	0,29	0,27	0,26	0,27	0,21	0,19	0,21
Коэффициент нефтенасыщенности (газонасыщенности) пласта, доли ед.	0,59	0,45	0,58	0,61	0,42	0,48	0,54
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	476	149	144	320	70	3	12
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,61	0,79	0,79	0,72	0,81	0,76	0,75
Коэффициент расчлененности, доли ед.	5,7	2,3	1,8	14,4	7,1	3,6	12,8
Начальная пластовая температура, °С	12,0	29,0	30,0	31,5	53,0	58,0	63,0
Начальное пластовое давление (на ГНК, ГВК), МПа	9,6	15,7	15,9	15,9	23,7	25,9	27,3
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	-	12,9	6,4	8,7	2,8	0,6	0,6
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	-	0,876	0,839	0,852	0,787	0,719	0,720
Плотность нефти в пов. условиях, т/м ³	-	0,912	0,893	0,907	0,861	0,829	0,843

1.4 Физико-гидродинамическая характеристика месторождения

1.4.1 Характеристика коллекторских свойств по данным анализа образцов керна

Продуктивная толща рассматриваемого месторождения представляет собой неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов и глин с преобладанием песчано-алевролитовых разностей. Промышленная нефтегазоносность связана с нижнемеловыми отложениями от альба (D-I-III) до берриаса (N-III-IV), что соответствует интервалам глубин 950-2800 м.

Коллектор продуктивного пласта D-I-III долганской свиты охарактеризован 246 определениями по керну, среднее значение пористости 30,1%. Среднее значение проницаемости – 547,7 мД по 207 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности в газовой части коллектора 32% по 41 определению.

Коллектор продуктивного пласта Y-I яковлевской свиты охарактеризован 48 исследования по керну в 8 скважинах, среднее значение пористости 27,7%. Среднее значение проницаемости 726,2 мД по 57 определениям. Исследование коэффициента водонасыщенности в нефтегазонасыщенной части коллектора не проводилось.

Коллектор продуктивного пласта Y-II яковлевской свиты охарактеризован керном по 13 определениям, среднее значение пористости 22,5%. Среднее значение проницаемости 102,4 мД по 13 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности 21% по 2 определениям.

Коллектор продуктивного пласта H-III яковлевской свиты охарактеризован керном по 17 определениям, среднее значение пористости 25%. Среднее значение проницаемости 268,5 мД по 16 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности 32% по 7 определениям.

Коллектор продуктивных пластов Y-III-VII яковлевской свиты охарактеризован керном по 1050 определениям в среднее значение пористости 27,5%. Среднее значение проницаемости 569,8 мД по 1094 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности в газо-нефтенасыщенной части пласта 23% по 162 определениям.

Коллектор продуктивного пласта S-9 суходудинской свиты охарактеризован 245 определениями по керну, среднее значение пористости 23%. Среднее значение проницаемости 331 мД по 243 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности в нефтенасыщенной части 29% по 9 определениям.

Коллектор продуктивного пласта N-I нижнехетской свиты охарактеризован керном по 371 определению, среднее значение пористости 19% по 371 определению. Среднее значение проницаемости 31,3 мД по 379 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности в нефтенасыщенной части 45% по 168 определениям.

Коллектор продуктивных пластов N-III-IV нижнехетской свиты охарактеризован керном по 1483 исследованию среднее значение пористости по 19,9% определениям. Среднее значение проницаемости 172,6 мД по 1527 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности нефтегазонасыщенной части 37% по 416 определениям.

Исследования кернового материала подвергались лабораторным исследованиям при пластовых условиях. Приведены в таблице 2.

Таблица 2-Пластовые условия для продуктивных пластов-коллекторов

Пласт	Пластовые условия
D-I-III	Рпл=9.63–11 МПа; Рэфф=12 МПа; Рг=22 МПа, Т=12–30°C; С=10.3–12 г/л, УЭС р-ра=0.45–0.673 Омм
У-III-VII	Рпл=15.9–16.13 МПа, Рэфф=19.3–25.3 МПа, Рг=33.2–37.7 МПа, Т=32–37°C, С=13.5–16.5 г/л, УЭС р-ра=0.24–0.467 Омм
S-IX	Рпл=23.5 МПа, Рэфф=32 МПа, Рг=52 МПа, Т=53°C, С=13.5–20 г/л, УЭС р-ра=0.198–0.601 Омм
N-I	Рпл=25.4–26.8 МПа, Рэфф=25.4–43.9 МПа, Рг=62.3–69.3 МПа, Т=59–65°C, С=7.4–12 г/л, УЭС р-ра=0.243–0.682 Омм
N-III-IV	Рпл=27.2–27.6 МПа, Рэфф=34.9–46.2 МПа, Рг=62–69.3 МПа, Т=63–65°C, С=10–14 г/л, УЭС р-ра=0.227–0.673 Омм

Диапазоны изменения физико-гидродинамических характеристик пород рассматриваемого горизонта при вытеснении нефти водой система «нефть-вода» и нефти газом система «нефть-газ» приведены в таблицах 3 и 4 соответственно.

Таблица 3-Диапазоны изменения физико-гидродинамических характеристик пород при вытеснении нефти водой

Пласты У-III, У-III-VII	Параметр	Пористость, д.ед.	Проницаемость (сргеом.), мД	Начальная нефтенасыщенность, д.ед.	Остаточная нефтенасыщенность, д.ед.	Коэффициент вытеснения, д.ед.
	Минимальное значение	0.197	53	0.563	0.391	0.265
	Максимальное значение	0.303	722	0.787	0.459	0.439
	Среднее значение	0.281	257	0.720	0.438	0.389
	Количество определений	29	29	29	29	29

Таблица 4-Диапазоны изменения физико-гидродинамических характеристик пород при вытеснении нефти газом

Пласты У-III, У-III-VII	Параметр	Пористость, д.ед.	Проницаемость (сргеом.), мД	Начальная нефтенасыщенность, д.ед.	Остаточная нефтенасыщенность, д.ед.	Коэффициент вытеснения, д.ед.
	Минимальное значение	0.235	32	0.526	0.203	0.452
	Максимальное значение	0.317	3089	0.852	0.342	0.736
	Среднее значение	0.280	285	0.720	0.297	0.584
	Количество определений	65	65	65	65	65

1.4.2 Характеристика коллекторских свойств по результатам интерпретации материалов ГИС

Геологический разрез месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мелового возраста. Основными продуктивными пластами являются пласты D-I-III долганской свиты; У-I, У-II, У-III-VII яковлевской свиты; S-IX суходудинской свиты; N-I, N-III-IV нижнехетской свиты.

Породы-коллекторы долганской свиты представлены слабосцементированными кварц-полевошпатовыми песчаниками, реже алевролитами. Цемент порово-пленочного, базального типа; по минеральному составу хлорит-каолинит-гидрослюдистый.

Породы-коллекторы яковлевской свиты представлены кварц-полевошпатовыми песчаниками, реже алевролитами. Цемент по типу базально-поровый, пленочно-поровый, контактово-поровый; по составу хлорит-гидрослюдисто-каолинитовый. По данным ГИС коллекторы горизонта яковлевской свиты имеют среднее значение пористости 29,7% (197 определений), средняя проницаемость – 512,4 мД, а средняя величина коэффициента нефтенасыщенности составляет 53,7% (87 определений).

Породы-коллекторы суходудинской и нижнехетской свит представлены кварц-полевошпатовыми песчаниками и алевролитами. Цемент хлорит-гидрослюдисто-каолинитовый, иногда с примесью кальцита; по типу пленочно-поровый, реже базальный и контактово-поровый. По данным ГИС средняя по-

ристость равна 19,8% (146 определений), средняя проницаемость —42,3 мД а средняя нефтенасыщенность составляет 50,8% (108 определений).

В целом, комплекс ГИС включает следующие виды каротажа: стандартный (ПС, КС4, ПЗ), кавернометрию и профилометрию (ДС), радиоактивный (ГК, НГК, ННК-т), микрозондирование (МГЗ, МПЗ), боковое каротажное зондирование (БКЗ), индукционный (ИК), многозондовый индукционный (АИТ), боковой (БК), многозондовый боковой (RLA), микробоковой (МБК), высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ), акустический (АК, Δt), дипольный волновой акустический каротаж (DSI), гамма-гамма плотностной (ГГКП), гамма-гамма литоплотностной (ГГК-ЛП); импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК), ядерно-магнитный (ЯМК), пластовый электрический микросканер (FMI), резистивиметрию, инклинометрию.

Кроме того, проводились отбор проб и замеры давления пластоиспытателем MDT, ХРТ.

Характеристика коллекторских свойств пород по данным керна и ГИС и статистические показатели неоднородности приведены в таблице 5.А Горно-геологические условия залегания продуктивных отложений представлены в таблице 6.

Таблица 5 Статистические показатели характеристик неоднородности пластов (горизонтов).

Пласт/Параметр	Коэффициент песчанистости			Коэффициент расчлененности		
	Кол-во скв-н	Среднее значение	Коэф-т вариации	Кол-во скв-н	Среднее значение	Коэф-т вариации
D-I-III	6	0,28	0,26	6	5,6	0,5
Y-I	2	0,23	0,52	2	1,5	0,47
Y-II-VII	6	0,69	0,089	6	17	0,17
N-I	6	0,28	0,47	6	3,6	0,56
N-III+IV	5	0,57	0,1	5	8,2	0,55

Таблица 6-Горно-геологические условия залегания продуктивных отложений

Параметр	Горизонт, пласт				
	D-I-III	Y-I-VII	S-IX	N-I	N-III-IV
Глубина залегания, а. о., м	-923-980	-1570-1650	-2363-2375	-2550-2672,5	-2663,3-2766,8
Пластовые давления, МПа	<u>9.26 – 9.80</u> 9,6	<u>15.48 – 16.53</u> 15,9	<u>22.72 – 23.82</u> 23,65	<u>25.53 – 26.38</u> 25,9	<u>26.90 – 27.69</u> 27,28
Пластовые температуры, °С	11,8	31,8	54,4	57,14	62,8
Минерализация пластовой воды, г/л	11,5	15,3	20,5	17,1	14,2
Плотность флюида в п.у	0,85	0,92	0,85		

1.5 Физико-химические свойства пластовых флюидов

Отбор и исследование глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов на месторождении проводился как в процессе разведки, так и после начала эксплуатации месторождения. На стадии поиска и разведки отбор глубинных проб нефти осуществлялся глубинными пробоотборниками типа ВПП-300, ИМСП-20, ПВП-5. Начиная с 2007 г., практически все глубинные пробы отбирались в процессе бурения с помощью приборов MDT в скважинах заполненных буровым раствором, после чего пробы переводились в контейнеры для транспортировки и хранения проб в однофазном состоянии.

Физические свойства пластовых флюидов приведены в таблице 7

Таблица 7- Физические свойства пластовых флюидов

Параметры	Объекты						
	D-I-III	Y-I	Y-II	Y-III-VII	S-IX	N-I	N-III-IV
1	2	3	4	5	6	7	8
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	-	1,098	1,127	1,12	1,185	1,362	1,388
Содержание серы в нефти, %	-	0,195	0,180	0,210	0,080	0,130	0,110
Содержание парафина в нефти, %	-	0,42	1,00	1,03	2,26	4,42	3,89
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,2	0,9	0,9	0,85	0,63	0,57	0,52
Плотность воды в пластовых условиях, т/м³	0,997	1,002	1,002	1,002	0,9995	0,988	0,98635
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	15,7	15,9	15,9	23,7	23,9	26,3
Газосодержание, м³/т	-	54,6	60,6	59,5	91,3	171,2	184,5
Содержание стабильного конденсата, г/м³	-	-	-	-	-	-	172,8
нефти	-	10,95	12,26	8,34	11,73	10,61	14,14
воды	4,7	4,4	4,4	4,3	4,1	4,1	4,1
пористой среды	3	3	3	3	2,2	2,2	2,2
Коэффициент вытеснения нефти водой	-	0,534	0,532	0,590	0,531	0,502	0,527

1.5.1 Пласт D-I-III

Состав и свойства свободного газа пласта D-I-III изучены на примере 23 проб газа. Свободный газ сухой, содержание метана составляет 82,1-99,2 %, в среднем 91,46 %. В среднем газ содержит 0,11 % этана, 0,01% пропана, 0,003 % изобутана, 0,006 % нормального бутана, 0,002% изо-пентана, 0,002 % нормального пентана, 0,006 % гексана+высшие УВ, 7,38 % азота, 0,28 % углекислоты. Критическое давление в среднем составило 4,49 МПа, критическая температура – 184,9 К. Плотность газа в среднем составляет 0,708 кг/м³ (относительная по воздуху – 0,588).

Состав и свойства газа, растворенного в воде пласта D-I-III, изучены на примере 1 пробы газа. Газ сухой, содержание метана составляет 88 %. В среднем газ содержит 0,031 % этана, 0,1% пропана, 0,05 % изо-бутана, 0,08 % нормального бутана, 0,04% изо-пентана, 0,001 % нормального пентана, 0,025 % гексана+высшие УВ, 1,05 % азота, 10,6 % углекислоты. Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,804 кг/м³ (относительная по воздуху – 0,667).

1.5.2 Пласт Y-I

Свойства свободного газа Y-I изучены на примере 1 пробы. Критическое давление пробы газа в составило 4,6 МПа, критическая температура – 191,7 К. Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,678 кг/м³ (относительная по воздуху – 0,563).

Состав и свойства пластовой нефти Y-I представлены 2 глубинными пробами нефти. Для определения состава и свойств глубинной нефти проведено однократное и дифференциальное разгазирование. Согласно результатам исследования глубинных проб, содержащаяся в них нефть имеет в газонасыщенном состоянии плотность в интервале 0,864-0,876 г/см³ (среднее – 0,87 г/см³), динамическая вязкость пластовой нефти составляет 20,57-23,23 мПа*с (среднее – 21,9 мПа*с), газосодержание 44,9-46,7 м³/т (среднее – 45,8 м³/т), давление насыщения, определенное по пробам, составляет 12,9-13,0 МПа (среднее – 12,95 МПа), объемный коэффициент - 1,074-1,088 (среднее – 1,081). Плотность сепарированной нефти в стандартных условиях согласно результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти составила 0,9116 г/см³.

1.5.3 Пласт Y-II

Состав и свойства свободного газа пласта Y-II представлены 3 пробами. Газ сухой, содержание метана составляет 98,75-98,92 %, в среднем 98,85 %. В среднем газ содержит 0,83 % этана, 0,012 % пропана, 0,023 % изо-бутана, 0,003 % нормального бутана, 0,01 % изо-пентана, 0,001 % нормального пентана, 0,046 % гексана+высшие УВ, 0,21 % азота, 0,01 % углекислоты. Критические параметры свободного газа пласта Y-II схожи с Y-I и составляют: критическое дав-

ление – 4,6 МПа, критическая температура – 191,6 К. Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,676 кг/м³ (относительная по воздуху – 0,562).

1.5.4 Пласт У-III

Состав и свойства пластовой нефти охарактеризованы 5 глубинными пробами нефти. Согласно результатам однократного разгазирования глубинных проб, содержащаяся в них нефть имеет в газонасыщенном состоянии плотность в интервале 0,8152-0,8674 г/см³ (среднее – 0,837 г/см³), вязкость динамическая 6,27-14,53 мПа·с (среднее – 8,34), газосодержание 48,61-64,1 м³/т (среднее – 50,7), давление насыщения 6,3-15,9 МПа (среднее – 12,91), объемный коэффициент 1,079-1,133 (среднее – 1,103).

1.5.5 Пласт У-III-VII

Свойства пластовой нефти охарактеризованы на примере 44 глубинных проб. Плотность нефти в пластовых условиях составляет 0,817-0,886 г/см³ (среднее – 0,854 г/см³), вязкость динамическая в пластовых условиях 8,8-26,23 мПа·с (среднее – 13,52 мПа·с), газосодержание 23,5-64,78 м³/т (среднее – 50,01 м³/т), давление насыщения 7,2-16,2 МПа (среднее – 13,3 МПа), объемный коэффициент 1,042-1,148 (среднее – 1,098). Плотность сепарированной нефти в стандартных условиях согласно результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти составила 0,9072 г/см³.

Состав и свойства сепарированной нефти исследованы на примере 56 проб. Нефть битуминозная, плотность в среднем равна 0,906 г/см³, высоковязкая, динамическая вязкость в стандартных условиях в среднем составляет – 105,2 мПа·с. Содержание серы в нефтях составляет 0,2 %, что относит нефть к типу малосернистых. По количеству парафинов нефти классифицируются как малопарафинистые, его содержание равно 0,92 %. Температура плавления парафина в среднем составила +56,3 °С.

1.5.6 Пласт S-IX

Согласно результатам исследований 6 глубинных проб, нефть имеет в газонасыщенном состоянии плотность в интервале 0,766-0,8 г/см³ (среднее – 0,782 г/см³), вязкость динамическая 2,04-3,17 мПа·с (среднее – 2,41 мПа·с), газосодержание 65,9-87,8 м³/т (среднее – 82,63 м³/т), давление насыщения 13,3-22,82 Мпа (среднее – 19,04 Мпа), объемный коэффициент 1,12-1,206 (среднее – 1,17). Плотность сепарированной нефти согласно результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти составила 0,8613 г/см³.

Свойства нефти в стандартных условиях охарактеризованы 5 пробами нефти. Нефть средняя, плотность в среднем равна 0,862 г/см³, с повышенной

вязкостью, динамическая вязкость в стандартных условиях в среднем составляет 20,4 мПа·с. Содержание серы в нефтях составляет 0,08 %, по количеству серы нефти относятся к типу малосернистых. По количеству парафинов классифицируются как парафинистые, его содержание равно 2,26 %. Температура плавления парафина составляет +50°C.

Свойства растворенного газа охарактеризованы 6 пробами, полученными после разгазирования глубинных проб нефти. Газ сухой, содержание метана составляет 96,6 %. Газ содержит 1,8 % этана, 0,113 % пропана, 0,384 % изобутана, 0,02% нормального бутана, 0,064 % изо-пентана, 0,007 % нормального пентана, 0,97 % гексана+высшие УВ, 0,09 % азота, 0,037 % углекислоты. Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,7207 кг/м³ (относительная по воздуху – 0,599).

1.5.7 Пласт N-I

Свойства пластовой нефти охарактеризованы 15 глубинными пробами нефти. Нефть имеет в газонасыщенном состоянии плотность в интервале 0,691-0,761 г/см³ (среднее – 0,722 г/см³), вязкость динамическая 0,78-2,6 мПа·с (среднее – 1,27 мПа·с), газосодержание 89,1-160,22 м³/т (среднее – 125,9 м³/т), давление насыщения 12,89-21,1 МПа (среднее – 17,7 МПа), объемный коэффициент 1,036-1,348 (среднее – 1,26). Плотность сепарированной нефти согласно результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти составила 0,8288 г/см³.

Согласно результатам анализа 33 проб нефти в стандартных условиях (сумма устьевых проб нефти и проб сепарированных нефтей после разгазирования глубинных проб). Нефть средняя, плотность в среднем равна 0,842 г/см³, с повышенной вязкостью, динамическая вязкость в стандартных условиях в среднем составляет 21,94 мПа·с. Содержание серы в нефтях составляет 0,13 %, что относит нефть пласта N по количеству серы к типу малосернистых. По количеству парафинов нефти классифицируются как парафинистые, его содержание равно 4,42 %. Температура плавления парафина составила +57,8. Потенциальное содержание фракций, выкипающих до 200 °С, составляет 21,4 %, до 300 °С – 44,52 %. Температура начала кипения нефти составляет +73,8 °С. Нефти по содержанию смол относятся к смолистому типу, количество смолистых компонентов равно 5,01 %. Концентрация асфальтенов в нефтях данного участка низкая и составляет 0,85 %. Температура застывания нефти равна +3,11 °С.

1.5.8 Пласт N-III-IV

Состав и свойства пластовой нефти охарактеризованы 37 глубинными пробами. По результатам исследования глубинных проб, содержащаяся в них нефть имеет в газонасыщенном состоянии плотность в интервале 0,675-0,7765 г/см³ (среднее – 0,722 г/см³), вязкость динамическая 0,68-1,75 мПа·с (среднее –

0,98 мПа·с), газосодержание 87,2-255,1 м³/т (среднее – 147,19 м³/т), давление насыщения 12,7-27,96 МПа (среднее – 21,27 МПа), объемный коэффициент 1,18-1,5 (среднее – 1,331). Плотность сепарированной нефти согласно результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти составила 0,8466 г/см³.

Свойства нефти в стандартных условиях охарактеризованы 66 пробам (сумма устьевых проб нефти и проб сепарированных нефтей после разгазирования глубинных проб). Нефть легкая, плотность в среднем равна 0,847 г/см³, маловязкая, динамическая вязкость в стандартных условиях в среднем составляет 9,68 мПа·с. Содержание серы в нефтях составляет 0,11 %, по количеству серы нефти относят к типу малосернистых. По количеству парафинов нефти классифицируются как парафинистые, его содержание равно 3,89 %. Температура плавления парафина составляет +57,3 оС. Температура застывания нефтей равна -8 оС.

1.6 Физические свойства и химический состав подземных вод

Воды насоновской свиты хлоридные натриевые по преобладающему содержанию компонентов. По генетической классификации В.А. Сулина воды, в основном, относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу. Минерализация вод изменяется в достаточно узких пределах 3,7-4,1 г/л. Содержание натрия изменяется в пределах 1,32-1,4 г/л, хлора – 1,68-1,96 г/л, гидрокарбонат-иона 0,61-0,64 г/л. Плотность воды насоновской свиты составляет в среднем 1,002 г/см³. Результаты проведенных анализов пластовых вод показывают близкие характеристики физических свойств воды в пластовых и стандартных условиях. По данным изучения глубинных проб пластовой воды насоновской свиты, в газонасыщенном состоянии плотность равна 0,989-0,994 г/см³ (среднее - 0,991), газосодержание 1,84-2,16 м³/т (среднее – 1,99 м³/т), давление насыщения 7,61-8,03 МПа (среднее – 7,84 МПа), объемный коэффициент 1,011-1,015 (среднее - 1,013). Состав водорастворенного газа в водах насоновской свиты метановый. Содержание азота 2,1%, углекислый газ присутствует в количестве 0,88%.

Воды апт-альб-сеноманского водоносного комплекса (отложения долганской и яковлевской свит) в основном хлоридного натриевого состава, с минерализацией 9,3-16,1 г/л. По генетической классификации В.А. Сулина все они относятся к хлориднокальциевому гидрохимическому типу. Содержание натрия изменяется в пределах 3,4-5,6 г/л, хлора – 5,4-9,44 г/л, гидрокарбонат-иона – 97,6-396,5 мг/л, сульфатность вод составляет не более 0,5 %-экв. Водорастворенный газ в водах долганской и яковлевской свит содержит метана - 88,0-98,05%, тяжелых углеводородов до гексана включительно - 0,19-0,27%, азота – 0,05-1,05%. Углекислый газ присутствует в количестве 1,58-10,64%. Результаты проведенных анализов пластовых вод показывают близкие характеристики физических свойств воды в пластовых и стандартных условиях. По данным изучения глубинных проб пластовой воды долганской свиты, в газонасыщенном состоянии плотность равна 0,995-0,998 г/см³ (среднее - 0,997 г/см³),

газосодержание 1,68-1,84 м³/т (среднее – 1,74 м³/т), давление насыщения 9,45-11,6 МПа (среднее – 10,45 МПа), объемный коэффициент 1,011-1,013 (среднее – 1,012). Помимо отбора проб при испытании poste вторичного вскрытия, пробы отбирались при помощи пробоотборников типа MDT время бурения эксплуатационных скважин. В результате изучения глубинной пробы воды яковлевской свиты, в газонасыщенном состоянии плотность равна 1,007 г/см³, газосодержание – 2,63 м³/т, давление насыщения равно 6,5 МПа, объемный коэффициент составил 1,008.

Воды, полученные из отложений суходудинской и нижнехетской свиты неокомского комплекса, хлоридные натриевые по преобладающему содержанию компонентов. По генетической классификации В.А. Сулина воды, в основном, относятся к гидрокарбонатно-натриевому гидрохимическому типу и к хлориднокальциевому типу. Минерализация вод изменяется в широких пределах 11,9-20,6 г/л. Содержание натрия изменяется в пределах 4,16-8,12 г/л, хлора – 4,92-12,2 г/л, гидрокарбонат-иона 96-3660 мг/л. Сульфат-ион присутствует в количестве не более 1 %-экв. В составе воды содержится йод – 1,02-9,4 мг/л, бром – 19,8-31,92 мг/л. Плотность вод неокомского комплекса составляет в среднем 1,01 г/см³ (в стандартных условиях). Водорастворенный газ в водах горизонтов суходудинской и нижнехетской свиты содержит метана – 84,93-99,59%, тяжелых углеводородов до гексана включительно – 0,689%, азота – 4,78%. Углекислый газ присутствует в большом количестве 3,69%. Отобраны 2 глубинные MDT пробы воды из отложений суходудинской свиты. В результате изучения глубинных проб воды, в газонасыщенном состоянии плотность равна 1,012-1,014 г/см³ (среднее – 1,013 г/см³), газосодержание 2,1-2,51 м³/т (среднее – 2,31 м³/т), давление насыщения 6,5-7,5 МПа (среднее – 7 МПа), объемный коэффициент 1,005-1,019 (среднее – 1,012). Из отложений нижнехетской свиты отобраны 2 глубинные MDT пробы воды. В результате изучения глубинной пробы воды, в газонасыщенном состоянии плотность равна 1,007-1,008 г/см³, газосодержание 2,25-2,98 м³/т (среднее – 2,62 м³/т), давление насыщения 14,5-14,51 МПа, объемный коэффициент 1,023-1,024.

В продуктивных водоносных комплексах содержится широкий спектр микрокомпонентов: рубидия (от 0,08-1,18 мг/л), цезия (0,18 мг/л), стронция (7,65-18,2 мг/л), бора(2,0-20,0 мг/л), брома(1,0-199,8 мг/л) и йода(1,0-63,5 мг/л). Исследования соленой воды на агрессивность по отношению к цементу и металлу не проводились.

В целом по региону воды юрских отложений, согласно генетической классификации В.А. Сулина, относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу. Минерализация изменяется в пределах 5,8-9,2 г/л. Содержание микрокомпонентов относительно невысокое: йода – от 3,48 до 6,1 мг/л, брома – от 6,46 до 10,26 мг/л, бора – от 3 до 22,61 мг/л (Басов и др., 1973г). Воды содержат газ преимущественно метанового состава. Газонасыщенность достигает 2,6 м³/м³.

1.7 Запасы углеводородов и КИН

Суммарные начальные геологические запасы нефти по месторождению по категориям BC_1C_2 составляют 1112,225 млн. т, в том числе категории BC_1 – 1091,972 млн. т (доля запасов категории BC_1 составляет 98,2 %).

Суммарные начальные геологические запасы растворенного газа по рассматриваемому месторождению по категориям BC_1C_2 составляют 123,147 млрд.м³, в том числе категории BC_1 – 121,896 млрд.м³.

Суммарные запасы свободного газа по категориям C_1C_2 составляют 55,557 млрд. м³, в том числе категории C_1 – 54,762 млрд.м³ (доля запасов категории C_1 составляет 98,6 %).

Суммарные запасы сухого газа газовых шапок по категориям C_1C_2 составляют 66630 млрд. м³, в том числе категории C_1 – 63171 млрд. м³ (доля запасов категории C_1 составляет 95 %).

Суммарные геологические и извлекаемые запасы конденсата по категориям C_1 составляют 8,204/5,808 млн. тонн.

Состояние запасов углеводородов, утвержденных в ГКЗ на 01.01.2015г., и числящихся на Государственном балансе, по состоянию на 01.01.2015 г.

Значение КИН для объектов месторождения приведены в таблице 8

Таблица 8-Значение КИН для объектов месторождения .

Объект	КИН	Кохв	Квыт
У-I	0,188	0,352	0,534
У-II	0,327	0,615	0,532
У-III-VII	0,447	0,758	0,590
S-IX	0,262	0,493	0,531
N-I	0,372	0,741	0,502
N-III-IV	0,408	0,774	0,527

1.8 Осложняющие факторы геологического строения разреза на данном месторождении

В целом месторождение является многопластовым, характеризуется наличием контактных запасов, неоднородностью коллекторских свойств, высокой глинистостью пластов, высокой газонасыщенностью пластовой нефти, а также низкими коэффициентами начальной нефтенасыщенности пластов.

Месторождение характеризуется очень сложными геолого-физическими условиями:

- Наличие подстилающей воды на всех пластах, кроме N-1, газовой шапки на всех пластах, кроме N-1
- В пласте N-2 выделен суперколлектор со средней проницаемостью 365 мД, отличающейся от проницаемости пластов N-3 и N-4 в несколько раз (8 и 20 мД, соответственно).
- В процессе бурения получены новые данные о строении северной части пласта Y-3-7. Было показано что, средняя нефтенасыщенная толщина и начальная нефтенасыщенность северной части существенно хуже южной части.
- Наличие в пласте N-1 нижней зоны пласта с низкими ФЕС. В частности, отличие по проницаемости более чем в 10 раз от верхней части толщи пласта.

2. Технологическая часть

2.1 Анализ текущего состояние разработки нефтяного месторождения

Согласно действующему ПТД по месторождению в целом:

Выделено восемь эксплуатационных объектов: двух нефтяных: S-IX и N-I, газонефтяного Y-III-VII, нефтегазоконденсатного N-III-IV, двух газовых: D-I-III и Y-I (газовая залежь), двух нефтегазовых Y-II и Y-I (нефтегазовая залежь).

Разработка объектов: N-I, Y-III-VII и N-III-IV с поддержанием пластового давления, остальных объектов на естественном режиме.

Системы размещения скважин: объект S-IX - радиальная схема размещения горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 1000 м, объект N-I - однорядная схема размещения горизонтальных скважин с расстоянием между скважинами и длиной горизонтального участка 1000 м, объект Y-III-VII - блочно-квадратная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м, по северной части предполагается уплотнение до 700 м при длине ствола 700 м, объект N-III-IV - однорядная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка 1000 м, объект D-I-III - избирательная схема размещения скважин с длиной горизонтального участка 300 м, объект Y-I (газовая залежь) - избирательная схема размещения скважин, за счет перевода скважин с нижележащего объекта Y-III-VII, объекты Y-I и Y-II - избирательная схема размещения скважин, за счет бурения БГС с нижележащего объекта Y-III-VII.

Общий проектный фонд скважин – 680, в т.ч. добывающих 378 (369 горизонтальных), нагнетательных – 188 (из них горизонтальных – 72), газовых – 22, газонагнетательных – 6, водозаборных – 76, наблюдательных – 10. Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 92%.

На момент выполнения ВКР накопленная добыча нефти в целом по месторождению составляла 102428,8 тыс.т, жидкости – 157601 тыс.т, конденсата – 1 603 тыс.т, газа газовых шапок – 21479,7 млн.м³, свободного газа – 12170,2

млн.м³. Накопленная закачка воды составила 127 215 тыс.м³.

За 2014 г. добыча нефти составила 21 517 тыс.т, жидкости – 40 851 тыс.т, конденсата – 490 тыс.т, свободного газа 768 млн.м³, газа газовых шапок – 4 773 млн.м³.

Среднегодовой дебит нефти – 174,4 т/сут, жидкости – 331,1 т/сут (при обводненности продукции – 50%).

2.1.1 Объект У-III-VII (рассматриваемый)

По состоянию на 01.01.2015 г. на объекте пробурено 311 скважин, в т.ч. добывающих 230, нагнетательных 81.

В добывающем фонде находится 244 скважины, из них действующих 237, бездействующих 4, наблюдательных 2, ликвидированных 1.

В нагнетательном фонде 82 скважины, из них 68 под закачкой воды, 14 в отработке на нефть.

Проектный фонд реализован на 94%.

По состоянию на 01.01.2015 г. по объекту накопленная добыча нефти составляет 61 926 тыс.т, жидкости – 95 672 тыс.т, газа газовой шапки – 8 674 млн.м³.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 20,6% при текущей обводненности – 51,7%. При этом текущий отбор газа газовой шапки от НИЗ – 61,9%.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015 г. составила 80 818 тыс.м³, накопленная компенсация отборов закачкой воды составила 51%.

Текущее пластовое давление равно 13 МПа при начальном пластовом давлении 15,9 МПа и давлении насыщения – 15,9 МПа.

За 2014 г. добыча нефти составила 14 425 тыс.т, жидкости – 29869 тыс.т, газа газовой шапки – 2 012 млн.м³.

Среднегодовой дебит нефти – 186,7 т/сут, жидкости – 408,9 т/сут.

Внутри блока и на стыках блоков размещены скважины уплотнения изображенные на рисунке 8

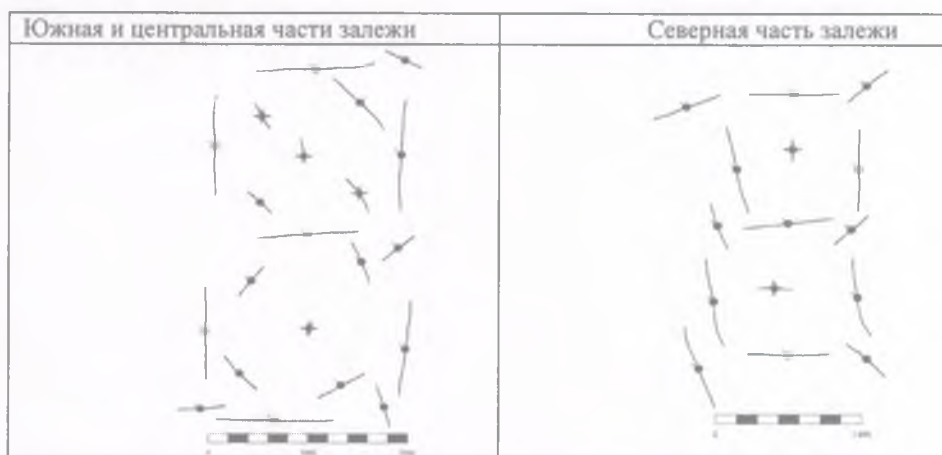


Рисунок 8-Схема размещения скважин пласта У-III-VII

Для более эффективной разработки северной части залежи было выполнено уплотнение блочно-квадратной сетки скважин до 700 м с сопутствующим снижением длины горизонтальной секции. Уплотнение сетки позволило вовлечь в разработку большее количество несвязанных линз. На рисунке 9 изображены особенности распределения литологии и выделение двух зон пласта У-III-VII.

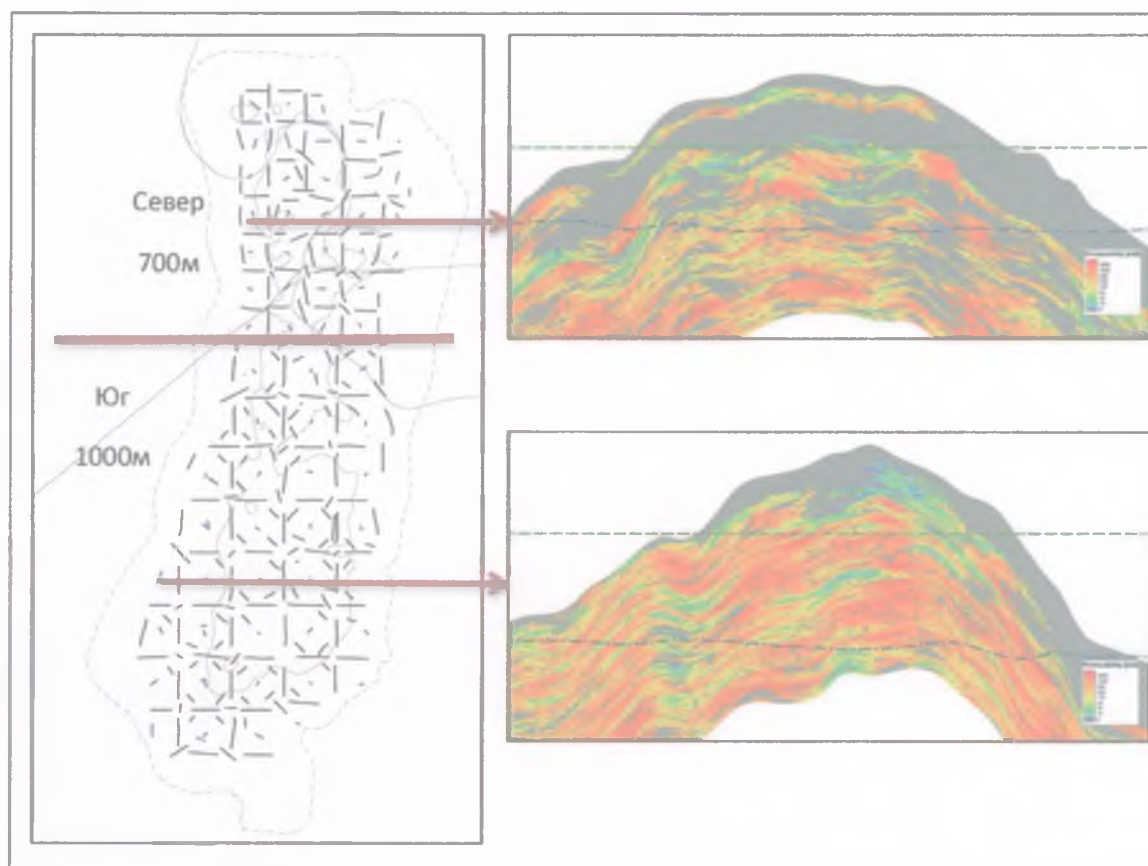


Рисунок 9-Особенности распределения литологии и выделение двух зон пласта У-III-VII

На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя:

- Газонапорный режим (расширение ГШ) – заметное влияние оказывал только в начале разработки, до формирования системы ППД, на данный момент влияние невелико;
- Упругий водонапорный режим – оказывает заметную поддержку пластового давления за счет больших объемов воды в аквифере;
- Жесткий водонапорный режим – режим разработки вносящий наибольший вклад в процесс разработки, на данный момент составляет 55 % от всей энергии пласта;

- Режим растворенного газа – по причине заметного снижения пластового давления ниже давления насыщения составляет вторую по величине долю пластовой энергии.

На рисунке 10 представлена принципиальная схема процесса разработки объекта У-III-VII.

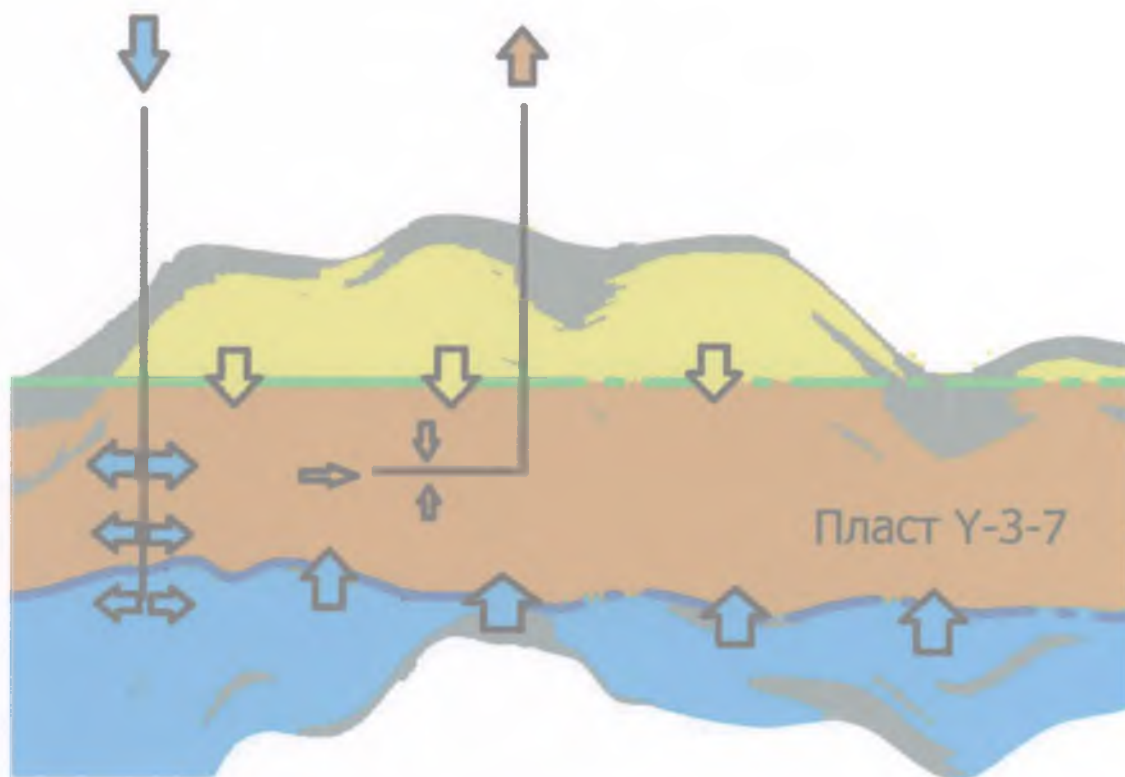


Рисунок 10 -Принципиальная схема процесса разработки объекта У-III-VII

2.1.2 Объект N-I

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурено 78 скважин, в т.ч. добывающих 41, нагнетательных 37.

В добывающем фонде находится 52 скважины, из них 51 действующая, 1 наблюдательная.

В нагнетательном фонде 37 скважин, 26 под закачкой воды, 11 в отработке на нефть.

Проектный фонд реализован на 78,8 %.

По состоянию на 01.01.2015 г. по объекту накопленная добыча нефти составляет 5 677 тыс.т, жидкости – 6748 тыс.т.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 11,4 % при текущей обводненности 30,2%.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015г. составила 4 502 тыс.м³, накопленная компенсация отборов закачкой воды составила 33 %.

Текущее пластовое давление равно 19 МПа при начальном пластовом давлении 25,9 МПа и давлении насыщения – 23,9 МПа.
За 2014 г. добыча нефти составила 1 340 тыс.т, жидкости – 1918.9 тыс.т.
Среднегодовой дебит нефти – 76 т/сут, жидкости – 119 т/сут.

2.1.3 Объект N-III-IV

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурено 136 скважин, в т.ч. добывающих 82, нагнетательных 54.

В добывающем фонде находится 102 скважины, из них 90 действующих, 1 бездействующая, наблюдательных 11.

В нагнетательном фонде 55 скважин, из них 34 действующих, 1 наблюдательная, 20 в отработке на нефть.

Проектный фонд реализован на 93%.

По состоянию на 01.01.2015 г. накопленная добыча нефти составляет 24 301 тыс.т, жидкости – 31144 тыс.т, конденсата – 1 187 тыс.т, газа газовой шапки – 6 640 млн.м³.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 18,1% при текущей обводненности – 36,5 %, текущий отбор газа газовой шапки от НГЗ – 12,6 %, текущий отбор конденсата от НИЗ – 17,5%.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015г. составила 19 404 тыс.м³, газа – 1 895 млн. м³, накопленная компенсация отборов составила 32 %. Текущее пластовое давление на уровне 21 МПа при начальном пластовом давлении 26,3 МПа и давлении насыщения – 26,3 МПа.

За 2014 г. добыча нефти составила 5 741 тыс.т, жидкости – 9042 тыс.т, газа газовой шапки – 2 762 млн.м³, конденсата 490 тыс.т.

Среднегодовой дебит нефти – 185 т/сут, жидкости – 299,4 т/сут

2.1.4 Объект S-IX (нефтяной)

Объект введен в разработку в 2013 г.

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурены 2 добывающие скважины.

По состоянию на 01.01.2015 г. по объекту накопленная добыча нефти составляет 19,2 тыс.т, жидкости – 36,6 тыс.т.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 0,8 % при текущей обводненности – 48,8%.

За 2014 г. добыча нефти составила 10,9 тыс.т, жидкости – 21,3 тыс.т.
Среднегодовой дебит нефти – 16 т/сут, жидкости – 30,3 т/сут .

2.1.5 Объект D-I-III

В газовом фонде 22 скважины, из них 21 действующая, 1 наблюдательная. По состоянию на 01.01.2015 г. из газового объекта D-I-III добыто 2 410 млн. м³. свободного газа, оборот от НГЗ – 4,5 %. Текущее пластовое давление – 9,1 МПа при начальном пластовом давлении 9,6 МПа.

За 2014 г. из объекта добыли 768 млн. м³ свободного газа при среднесуточном дебите свободного газа 109,4 тыс. м³/сут.

Проанализировав основные технологические показатели разработки были получены следующие графики по всему месторождению и по целевому объекту разработки У 3-7 по которому выполнялась спец. часть ВКР.

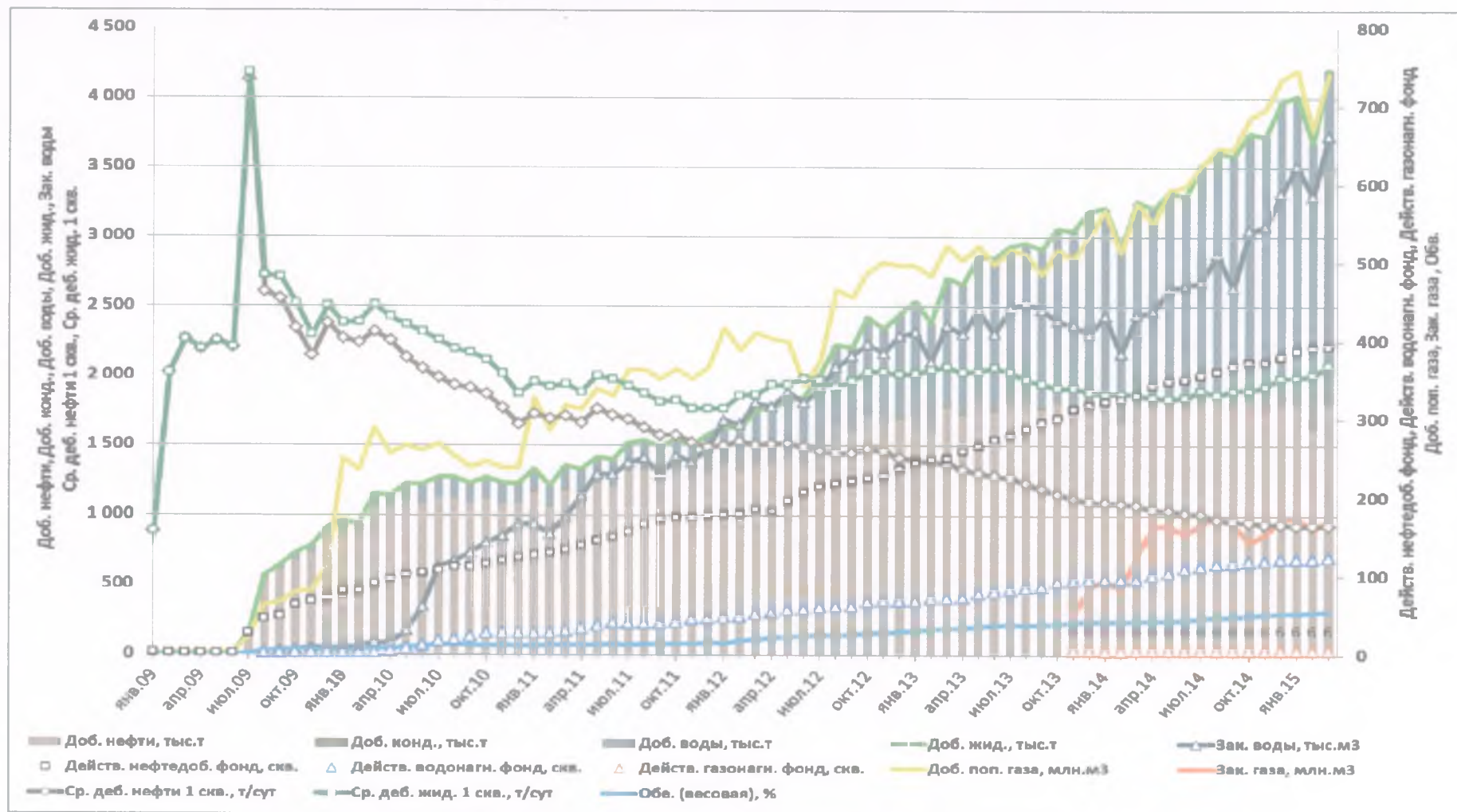


Рисунок 11 – Динамика основных показателей разработки месторождения.

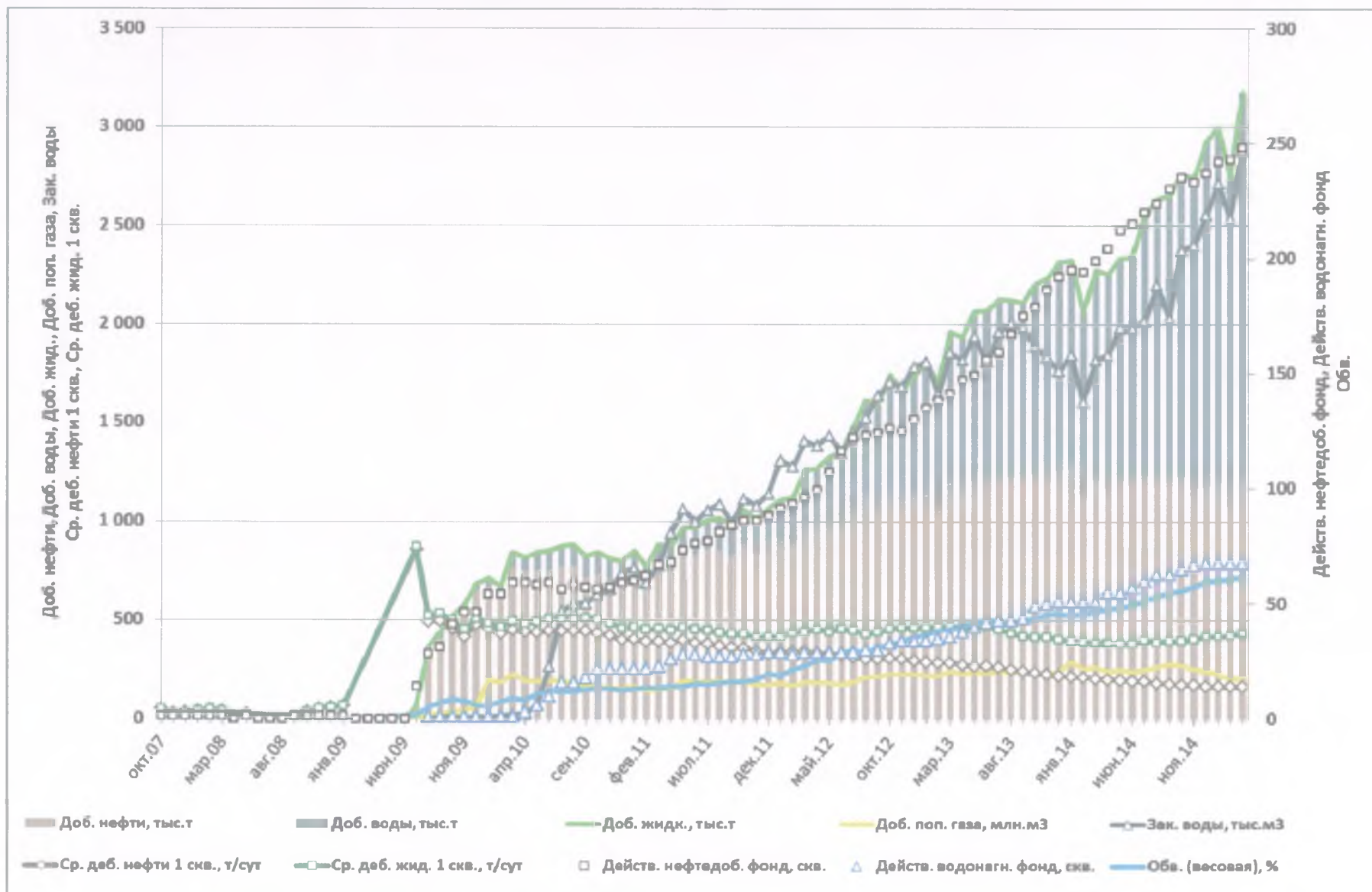


Рисунок 12-Динамика основных показателей разработки объекта Y-III-VII рассматриваемого месторождения.

2.2 Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Таблица 9-Сравнение проектных и фактических технологических показателей разработки представленного месторождения 2010-2014 гг.

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
1	Добыча нефти всего	тыс.т	13505	12700	14529	14856	17602	18073	21137	21127	21686	21517
2	в том числе из переходящих скважин	тыс.т	10861	7615	11278	11459	14968	15487	17724	18153	17683	18900
3	в том числе из новых скважин	тыс.т	2644	5085	3250	3396	2634	2586	3413	2974	4003	2592
4	добыча нефти механизированным способом	тыс.т	13505	8729	10593	10027	12758	13113	5457	16534	5736	19009
5	Ввод новых добывающих скважин	шт.	32	72	67	72	82	77	94	102	85	84
6	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.	32	72	67	72	81	77	94	102	84	82
7	в том числе из разведочного бурения	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	в том числе переводом из других категорий	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
9	в том числе переводом с других объектов	шт.	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
10	Ввод боковых стволов	шт.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	6
11	Средний дебит новой скважины по нефти	т/сут	501.0	371.0	260.8	267.4	211	212.5	189	179	234.0	164.2
12	Среднее число дней работы новой скважины	дни	165	190	186	176	152	158	250	163	241	188
13	Средняя глубина новой скважины	м	3652	3695	4200	3585	3900	3614	3506	3818	3555	3895
14	Эксплуатационное бурение, всего	тыс.м	197	323	282	275	320	313	330	438	302	334
15	в том числе добывающие скважины	тыс.м	119	266	265	258	314	278	330	389	302	319
16	в том числе вспомогательные и специальные скважины	тыс.м	78	57	17	17	6	34	0	49	0	14
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году	дни	347	248	350	278	350	274	329	268	329	285
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году	тыс.т	7120	7596	8352	7416	6116	5272	5375	4388	4472	5208
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года	тыс.т	0	45	8012	7615	11278	11459	15487	15487	17724	18153
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс.т	7120	7641	16364	15031	17395	16732	20862	19875	22196	23361
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс.т	10861	7615	11278	11459	14968	15487	17724	18153	17683	18900
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин	тыс.т	3741	-26	-5085	-3572	-2427	-1245	-3138	-1722	-4513	-4460
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин	%	52.5	-0.3	-31.0	-23.8	-14.0	-7.4	-15.0	-8.7	-20.0	-19.1
24	Мощность новых скважин	тыс.м	5556	9750	6116	7026	6046	5972	5838	6673	6546	5033
25	Выбытие добывающих скважин	шт.	0	18	27	19	37	17	24	20	23	16
26	в том числе под закачку	шт.	0	18	27	18	36	16	24	20	23	16
27	Фонд добывающих скважин на конец года	шт.	96	125	165	177	210	237	326	319	372	385
28	в том числе нагнетательных в отработке на нефть	шт.	0	34	21	37	12	42	43	45	39	45
29	Действующий фонд добывающих скважин на конец года	шт.	96	124	157	177	200	237	310	318	372	380
30	Перевод скважин на механизированную добычу	шт.	32	8		53		6	3	16	7	15
31	Фонд механизированных скважин	шт.	96	80	117	122	150	178	101	275	110	360
32	Ввод нагнетательных скважин	шт.	22	25	32	18	38	23	33	34	29	26
33	Выбытие нагнетательных скважин	шт.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.	59	28	60	48	98	71	110	102	131	128
35	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.	59	28	57	46	94	69	102	102	131	128
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости	т/сут	454	396	297	332	303	342	315	350	355	331
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости	т/сут	434	400	306	349	319	362	272	378	304	349
38	Средний дебит новых скважин по жидкости	т/сут	538	390	265	280	224	249	257	216	395	212
39	Средний дебит действующих скважин по нефти	т/сут	412	356	260	288	254	259	195	219	165	174
40	в том числе переходящих	т/сут	392	347	260	295	262	269	163	227	135	176
41	Средняя приемистость нагнетательных скважин	м³/сут	1479	1106	693	1140	915	1126	599	1009	687	848
42	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин	%	9.1	10.1	12.3	13.1	16.3	24.3	38.0	37.5	54.0	47.3
43	Средняя обводненность продукции переходящих скважин	%	9.7	13.3	15.0	15.3	17.9	25.7	40.0	39.9	56.0	49.6
44	Средняя обводненность продукции новых скважин	%	6.9	4.8	1.6	4.4	5.7	14.8	26.0	16.9	41.0	22.4
45	Добыча жидкости всего	тыс.т	14865	14127	16573	17089	21018	23887	34239	33785	46716	40851
46	в том числе из переходящих скважин	тыс.т	12026	8785	13269	13535	18224	20851	29507	30207	39911	37484
47	в том числе из новых скважин	тыс.т	2839	5341	3304	3554	2794	3036	4635	3578	6745	3343
48	добыча жидкости механизированным способом	тыс.т	14865	10040	12027	12027	15155	18533	1291	28700	1372	38142
49	Добыча жидкости с начала разработки	тыс.т	18471	17990	34563	35079	55581	58965	93560	92750	140241	133601
50	Добыча нефти с начала разработки	тыс.т	16893	16351	30880	31207	48482	49280	70418	70407	92105	91924
51	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли.ед	0.014	0.014	0.028	0.028	0.044	0.043	0.062	0.062	0.081	0.081
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	3.2	3.1	6.4	6.5	10.1	10.0	14.0	14.3	19.0	18.6
53	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	2.6	2.4	3.0	3.1	3.7	3.7	4.0	4.3	4.0	4.4
54	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	2.6	2.4	3.1	3.3	3.9	4.1	5.0	5.0	5.0	5.4
55	Закачка рабочего агента	тыс.м³	20726	5404	14556	14889	22187	23428	29809	28426	38273	32396
56	Закачка рабочего агента с начала разработки	тыс.м³	23866	5584	20140	20473	42327	43901	73710	72328	111983	104724
57	Компенсация отбора текущая	%	89.4	28.3	40.0	43.1	81.0	51.7	52.0	47.9	66.0	45.4
58	Компенсация отбора с начала разработки	%	82.6	27.0	29.0	27.0	49.0	38.6	43.0	41.8	52.0	42.8
59	Добыча растворенного газа	млн. м³	1815	1383	1698	1809	2033	2191	2404	2482	2484	2658
60	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн. м³	2294	1779	3477	3588	5510	5779	8183	8261	10667	10919
61	Использование растворенного газа	млн. м³	234	27	17	29	390	25	1707	75	2357	1581
62	Использование растворенного газа	%	12.9	2.0	1.0	1.6	2.0	1.1	71.0	3.0	95.0	59.5

Анализируя выше представленное, можно сделать вывод, что разработка месторождения характеризуется значительными осложнениями. Несмотря на то, что в целом фактические темпы добычи превышают проектные, текущий потенциал месторождения практически исчерпан ввиду сверхпланового роста обводнения пласта У -III-VII, сложного геологического строения его северной части, а также интенсивного снижения пластового давления на нижнехетских пластах. Обзор динамики основных показателей показал, что любое его отклонение от проектной величины объясняется геологическими особенностями объектов разработки, а именно их строением и фильтрационно-емкостными свойствами, которые уточнялись в процессе получения эксплуатационных данных по месторождению, а также проведения гидродинамических исследований скважин. В представленной выше таблице 9 приведены сравнение проектных и фактических технологических показателей разработки представленного месторождения 2010-2014 гг

2.3 Анализ состояния фонда скважин

На месторождении по состоянию на 01.01.15 ведётся добыча нефти на четырёх объектах разработки: У-III-VII, S-IX, N-I и N-III-IV. Основным способом эксплуатации скважин пласта У-III-VII, N-I и N-III-IV является ЭЦН (99%, 98% и 76% от действующего фонда объекта соответственно). Доля фонтанирующих скважин по пласту N-III-IV снизилась с 77% с конца 2012 года до 24% на начало 2015 года рисунок 13

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин достигла – 92%.

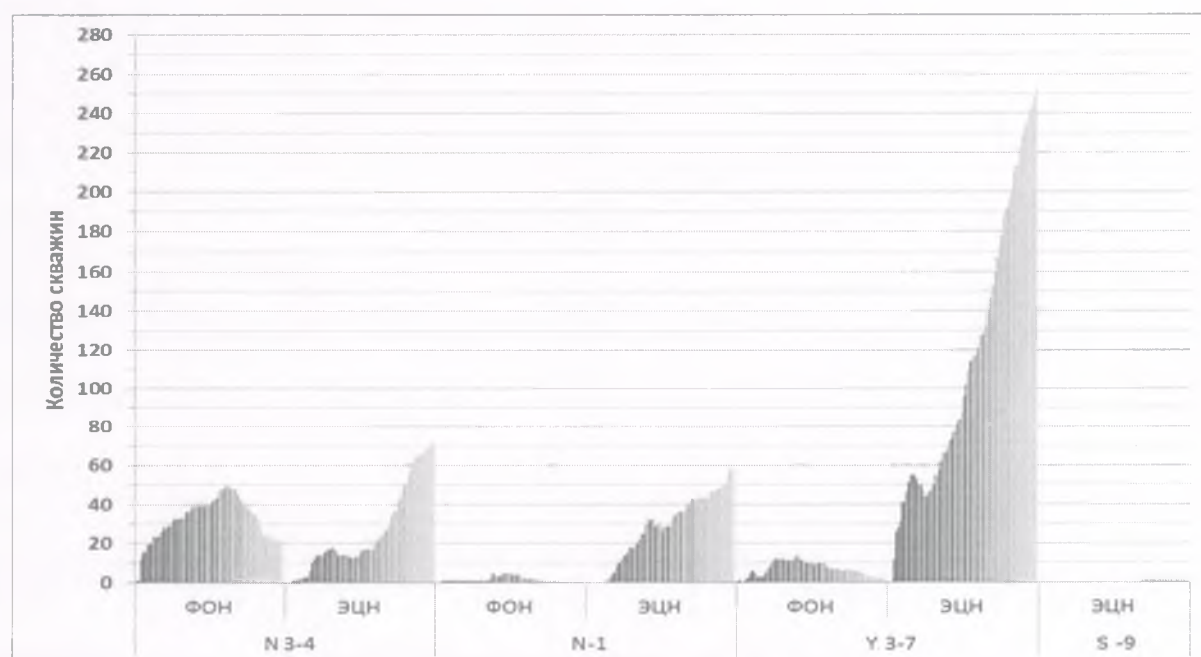


Рисунок 13- Динамика фонда скважин по группам

На рисунке 14 приведены показатели наклонно-направленных нагнетательных скважин пласта У-III-VII, находящихся в отработке на нефть и оборудованных установками ЭЦН

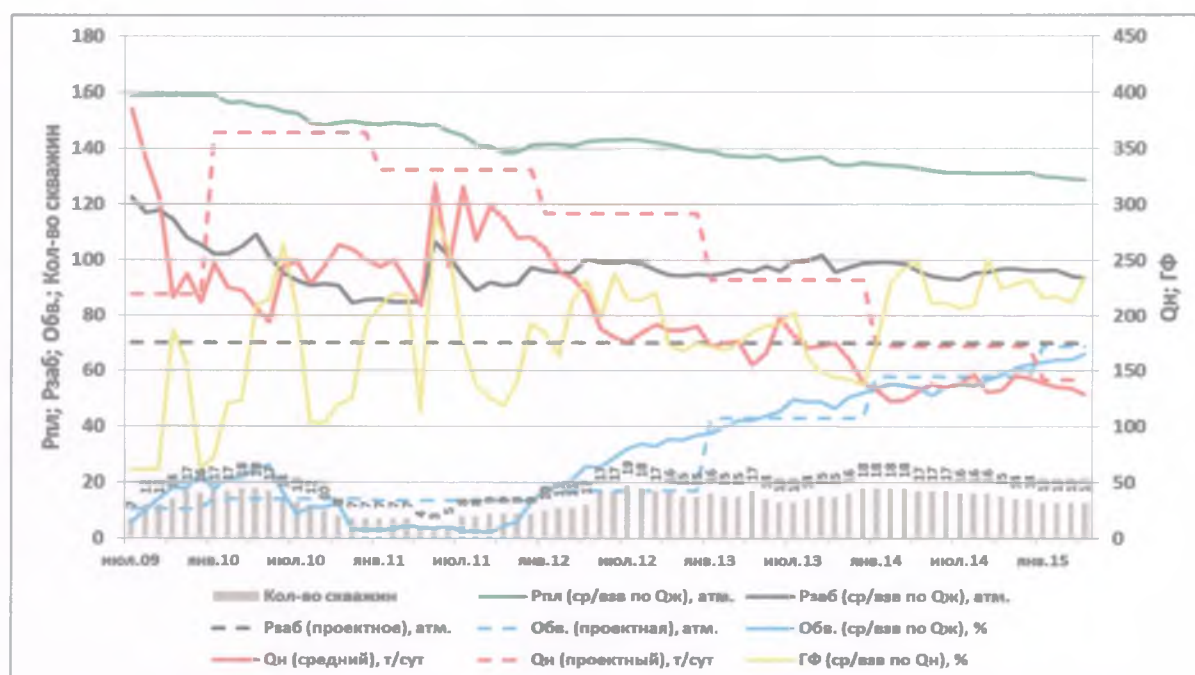


Рисунок 14- Показатели эксплуатации наклонно-направленных нагнетательных скважин пласта У-III-VII, находящихся в отработке на нефть и оборудованных установками ЭЦН.

В таблице 10 представлена характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2015 приведена в таблице (Ошибка! Источник ссылки не найден.).

Таблица 10-Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2015

Наименование	Характеристика фонда скважин							
		У-III-VII	N-III-IV	N-I	D-I-III	S-IX	Cn	Итого
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Фонд добывающих скважин	Пробурено	230	82	41	0	2	0	355
	Переведены из нагнетания в отработку на нефть	14	20	11	0	0	0	45
	Всего	244	102	52	0	2	0	400
	В том числе:							
	Действующие, дающие нефть	237	90	51	0	2	0	380
	из них фонтанные	2	22	1	0	0	0	25
	ЭЦН	235	68	50	0	2	0	355
	ППН	0	0	0	0	0	0	0
	газифи.	0	0	0	0	0	0	0
	– бескомпрессорный	0	0	0	0	0	0	0
	– муфтыскажинный	0	0	0	0	0	0	0
	Бездельствующие	4	1	0	0	0	0	5
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	2	11	1	0	0	0	14
	Переведены под зак.ку	1	1	0	0	0	0	2
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	1	0	0	0	0	0	1
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	81	54	37	0	0	0	172
	Возвращены с других горизонтов	0	0	0	0	0	0	0
	Переведены из добывающих	1	1	0	0	0	0	2
	Всего	82	55	37	0	0	0	174
	В том числе:							
	Под зак.ку	68	34	26	0	0	0	128
	Бездельствующие	0	0	0	0	0	0	0
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	0	1	0	0	0	0	1
	В отработке на нефть	14	20	11	0	0	0	45
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0	0
Фонд газовых скважин	Пробурено	0	0	0	22	0	0	22
	Возвращены с других горизонтов	0	0	0	0	0	0	0
	Всего	0	0	0	22	0	0	22
	В том числе:							
	Действующие	0	0	0	21	0	0	21
	Бездельствующие	0	0	0	0	0	0	0
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	0	0	0	1	0	0	1
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0	0
Фонд специальных скважин	Пробурено	0	0	0	54	0	22	76

2.4 Анализ примененных методов направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти на месторождении.

Поскольку в разработку месторождение В было введено совсем недавно, работ по воздействию на пласт и ПЗС было проведено очень мало. Из вторичных способов разработки используется метод поддержания пластового давления путем закачки воды. Третичные способы разработки (МУН) на месторождении не реализовывались. Для интенсификации притока нефти к добывающим скважинам использовалась солянокислотная обработка и гидро-разрыв пласта.

2.4.1 Кислотные обработки

В августе 2010 г. компания Трайкан Велл Сервис провела первую и на момент анализа единственную кислотную обработку на скважине 444 месторождения В. Предварительно был разработан кислотный пакет Платинум на основе проб жидкости и пластового образования. Интервал кислотной обработки охватил 3 секции горизонтального участка скважины: с 2920 м до 3000 м, с 3050 м до 3150 м и с 3205 м до 3250 м. Промывка скважины кислотным раствором была ориентирована на весь интервал с 3250 м до 2920 м. Для промывки скважины в целом было использовано 10 м³ 12% соляной кислоты. Для самой кислотной обработки использовалось 37 м³ 12% соляной кислоты. Скважина осваивалась азотом. Кислотная обработка была спроектирована исключительно для устранения повреждения на основе формирований остаточного кальция. Данная работа не была направлена на какой-либо другой механизм повреждения.

Скважина была введена в эксплуатацию в августе 2009 году со стартовым дебитом нефти 152 т/сут, обводненностью 12% и забойным давлением 100 атм. В последний месяц до обработки скважина эксплуатировалась со следующими средними параметрами: дебит нефти 42 т/сут, дебит жидкости 48 т/сут, обводненностью 13,5%, забойное давление 66 атм. После обработки скважины была пущена в работу в середине сентября. После выхода на установившийся режим рабочие параметры скважины составили: дебит нефти 54 т/сут, дебит жидкости 63 т/сут, обводненность 14,4%, забойное давление 51 атм. Обращает на себя внимание значительное увеличение обводненности в первые недели после обработки (на 8%), затем обводненность упала. Таким образом, после обработки забойное давление было снижено на 15 атм, обводненность увеличилась на 1%, коэффициент продуктивности возрос на 20%.

На 01.01.2013 г. дополнительная добыча нефти за счет СКО составила 0,5 тыс.т, эффект от воздействия продолжается. Учитывая, что солянокис-

лотная обработка проводилась исключительно с целью устранения повреждения ПЗС формированиями остаточного кальция, данную обработку на этой скважине можно оценить как успешную, но эффективность невысокая.

В декабре 2012 г. ООО «КРС Евразия» была проведена соляно-кислотная обработка нагнетательной скважины №TD на объекте N-3-4. Наряду с кислотной обработкой были проведены повторные перфорации следующих интервалов: 3496 - 3526 м., 3471 – 3493 м., дострелы в интервалах 3493 – 3496 и 3526 – 3546 м.

По результатам замеров приемистость скважины выросла с 29 м³/сут. до 150 м³/сут. Средняя приемистость на 01.01.2013 г. составляет около 140 м³/сут при буферном давлении 165 атм. Данную обработку скважины и дополнительную перфорацию можно оценить как успешное геолого-технологическое мероприятие.

2.4.2 Гидроразрыв пласта

Для пилотного проекта по гидроразрыву пласта (ГРП) на данном месторождении были отобраны четыре скважины пласта N-1: №3ГРП и №5ГРП введенные как новые с ГРП, а также №4ГРП и №8ГРП с ГРП на эксплуатационном фонде.

Для скважин переходящего фонда было принято решение произвести перфорацию сетчатого фильтра перфораторами ЗПКО-73 БО плотностью 38 отверстий на метр с последующим ГРП в отстрелянном интервале.

На новых скважинах проводился ГРП первого интервала на перфорированном интервале с последующей отсыпкой интервала проппантом. На следующем этапе проводилась перфорация второго интервала при помощи ГНКТ 51 мм. перфораторами с малогабаритными зарядами DynaWell. Аналогичные работы проводились при подготовке ГРП на третьем интервале.

Параметры работы скважин и эффективность ГРП приведены в таблицах 11 и 12.

Таблица 11 – Параметры работы скважин после ГРП на переходящем фонде (одностадийные ГРП)

Скважина	Куст	Параметры до ГРП			Расчетные параметры				Дата запуска	Запускные параметры			
		Qжи д	Qнефт и	Об в	Qжи д	Qнефт и	Об в	ΔQнеф ти		Qжи д	Qнефт и	Об в	ΔQнеф ти
		м ³ /сут	т/сут	%	м ³ /сут	т/сут	%	т/сут		м ³ /сут	т/сут	%	т/сут
4ГРП	7	31	24	7	92	61	20	36,8	10.06.2011	94	60	22	36,6
8ГРП	12	54	44	0	111	91	0	47	31.03.2011	111	91	0	47

На 01.01.2013г. параметры работы скважин следующие – скважина №4ГРП работает с дебитом нефти – 33 т/сут, дебит жидкости – 54.5 м³/сут. и

обводненностью 39 %; скважина №8ГРП работает с дебитом нефти 10 т/сут с обводненностью 1 %.

Таблица 12 – Параметры работы новых скважин с многостадийным ГРП

Скважина	Куст	Расчетные параметры			Дата за-пуска	Запускные параметры			
		Qжид	Qнефти	Обв		Qжид	Qнефти	Обв	% достижения
		м³/сут	т/сут	%		м³/сут	т/сут	%	
3ГРП	7	104	81	5	13.05.2011	124	82	20	100,4
5ГРП	12	86	71	0	30.05.2011	172	75	47	106

На 01.01.2013г. параметры работы скважин следующие – скважина №3ГРП работает с дебитом нефти 39 т/сут., дебитом жидкости 69 м³/сут. и обводненностью 44 %; скважина №5ГРП работает с дебитом нефти 36 т/сут., дебитом жидкости 92 м³/сут. и обводненностью 61 %.

Исходя из результатов проведения пилотного проекта многостадийного гидроразрыва пласта N-1 на месторождении В, можно сделать следующие выводы. Во-первых, использование новых перфорационных систем нуждается в увеличении надежности в местах соединения двух секций перфораторов. Во-вторых, для уменьшения времени работ, возможных рисков утечек необходимо изменение конструкции заканчивания горизонтального на систему аналогичную StageFrac.

По результатам работы скважины №8ГРП можно сделать вывод о низкой эффективности одностадийного ГРП, эффект от которого продлился в течение двух месяцев. Снижение эффекта возможно связано с прекращением дренирования приобщенных маломощных низкопроницаемых пропластков, в результате чего скважина вернулась к первоначальному режиму работы до проведения ГРП.

Увеличение обводненности происходит за счет приобщения нижних алевролитистых пропластков. В связи с чем, необходимо проводить постоянный контроль обводненности и анализировать работу скважин в течение следующих за ГРП двух-трех месяцев.

В таблице 13 представлена эффективность применения ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти и прогноз их применения на месторождении

Таблица 13-Эффективность применения ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти и прогноз их применения на месторождении

Виды ГТМ	Годы разработки																Итого за прогнозный период	Всего	Прирост КИН, доли ед.
	Факт 2009- 2012	Прогнозный период по проекту																	
		2013	2014	2015	2016	2017	2018- 2020	2021- 2030	2031- 2040	2041- 2050	2051- 2060	2061- 2070	2071- 2080	2081- 2090	2091- 2100	2101- 2111			
1. ГРП																			
а) количество операций	2																	2	
б) доп. добыча нефти, тыс. т	11	25	21	3													49	60	0.000
2. Горизонтальные скважины*																			
а) кол-во пробуренных скв.	188	70	70	25	5	0	5	6									181	369	
б) доп. добыча нефти, тыс. т	49432	21100	22672	21691	20469	20055	51479	95826	47497	30031	19897	13513	9405	6811	5041	4140	389627	439059	0.393
3. Зарезка вторых стволов*																			
а) кол-во пробуренных скв.		4	6	14	21	21	26	22	13	11							138	138	
б) доп. добыча нефти, тыс. т		104	305	1307	2519	2359	6319	12540	6570	4147	2787	1979	1428	1009	786	674	44832	44832	0.038
4. Физико-химические методы ОПЗ																			
а) количество операций	1**	5	5	8	10	12	81	323	353	317	245	152	105	46	11		1674	1674	
б) доп. добыча нефти, тыс. т	0.5	2.5	2.5	4	5	6	67	261	285	236	165	93	57	22	1		1206	1207	0.001
5. Потокотклоняющие технологии и методы изоляция водопритока (РИР)																			
а) количество операций		3	4	5	6	6	21	111	151	147	113	80	63	23			733	733	
б) доп. добыча нефти, тыс. т				7.5	9	9	61	308	365	339	226	137	91	31			1583	1583	0.001
Всего доп. добыто нефти, тыс. т	49444	21231	23000	23012	23002	22429	57926	108935	54717	34753	23075	15722	10981	7873	5828	4814	437296	486740	0.434

Примечание - * добывающие скважины; ** - эффект продолжается

2.4 Анализ выработки запасов нефти

Одним из основных методов анализа выработки и прогноза хода заводнения является представление логарифма водонефтяного фактора (ВНФ) как функции текущего значения накопленной добычи. Этот график зачастую имеет вид линейной зависимости. Однако ввиду того, что месторождения находятся на первой стадии разработки, ввод новых скважин, изменение технологических показателей работы скважин, а также небольшой срок эксплуатации месторождения оказывают значительное влияние на анализ этой зависимости и выработки запасов в целом.

На рисунке представлена прогнозная добыча нефти скважин базового фонда по методике ВНФ. Значение предельной обводнённости в расчётах принималось равным 98 %. Анализ ВНФ пласта У 3-7 представлен на рисунке 15

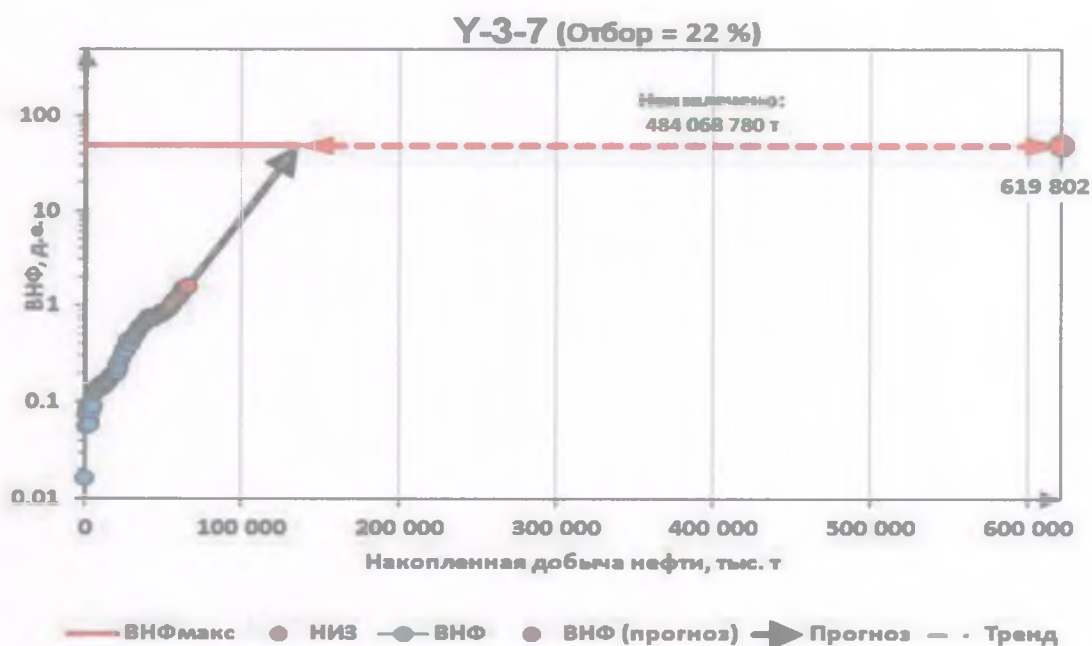


Рисунок 15- Анализ ВНФ пласта У 3-7

На рисунках 16 и 17 представлены карты накопленных отборов и карта изобар пласта У-3-7 соответственно.

Условные обозначения

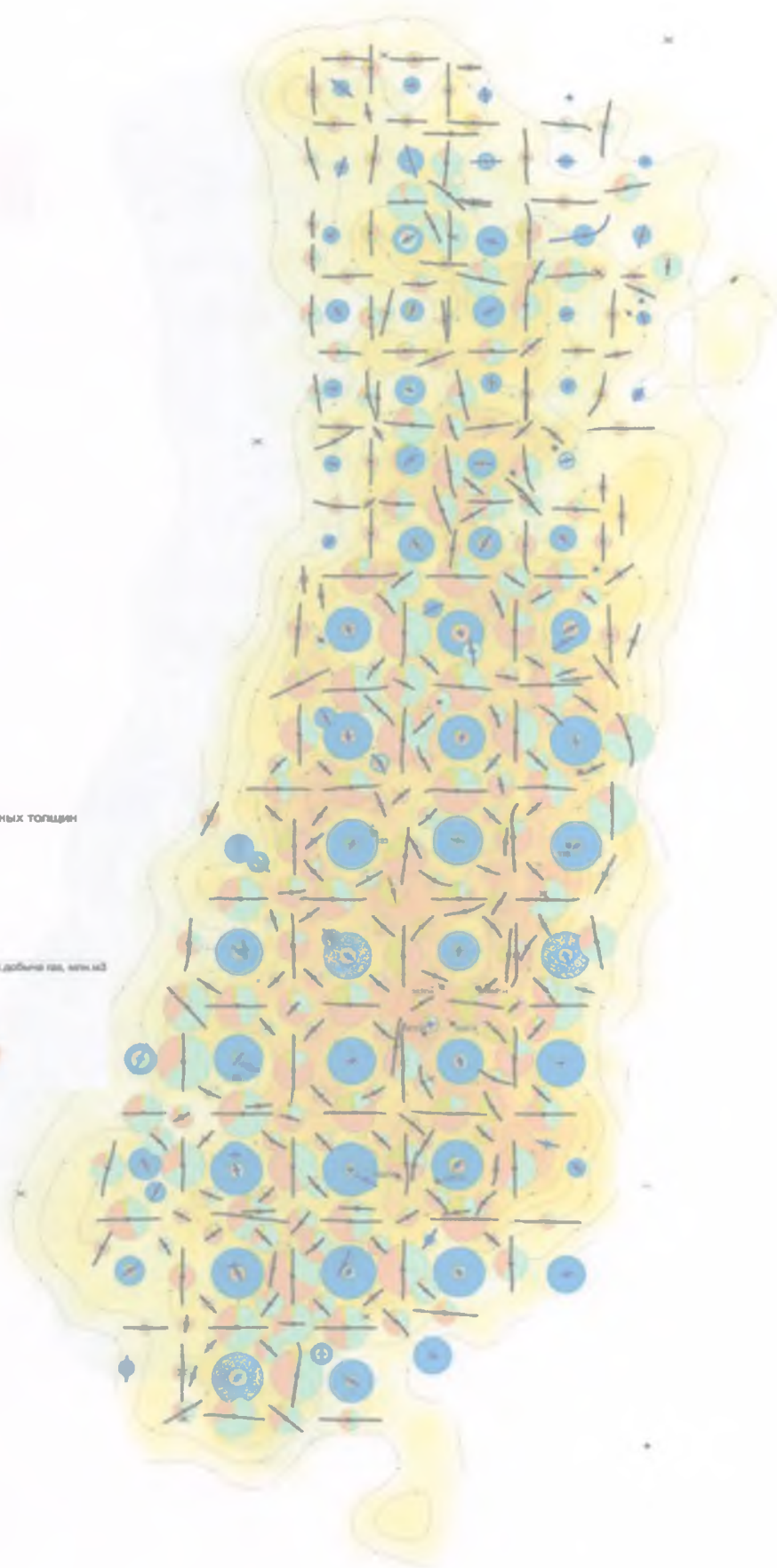
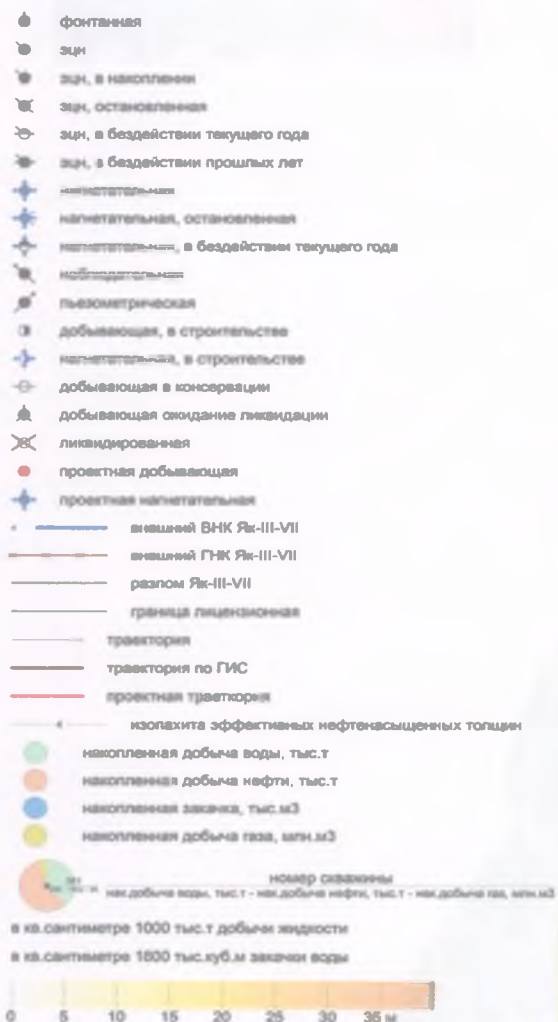


Рисунок 16-Карта накопленных отборов пласта Y-3-7

3. Специальная часть

Введение

Разработка месторождений с использованием систем совместной эксплуатации пластов и созданием надежной системы контроля и регулирования процессов выработки запасов по каждому пласту является одним из основных постулатов регламента на проектирование разработки. Поэтому в настоящее время все большее внимание уделяется технологиям, включающим использование скважин с многопакерными секционными компоновками, предназначенными для дифференциальной закачки в геологические разнородные эксплуатационные объекты. Существующие на сегодняшний день конструкции компоновок одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) в скважинах, вскрывших три пласта и более, не позволяют определить расход жидкости по каждому пласту без ПГИ. Закачка по пластам регулируется после изучения геофизических данных и данных по работе скважины за определенный период времени.

Основная цель предлагаемой работы заключается в оценке технологического и экономического эффекта от внедрения системы ОРЗ.

3.1 Существующие способы и технологии по выравниванию профилей приемистости.

3.1.1 Физико-химические методы (потокоотклоняющие)

Одним из способов увеличения охвата пластов заводнением является создание потокоотклоняющих технологий, которые изменяют направление движения потока закачиваемых жидкостей за счет увеличения фильтрационного сопротивления обводненных участков пласта путем нагнетания в пласт оторочек таких реагентов, которые в промытой зоне образуют различные тампонирующие пробки за счет смешивания с пластовой водой. При этом в высоко обводнённом прослое создается гидроизолирующий экран, который отклоняет потоки нагнетаемой в пласт воды в нефтенасыщенный прослой, увеличивая степень нефтеизвлечения.

3.1.1.1 Гелеобразующие составы

Одним из эффективных способов перераспределения потоков дренируемой воды в пласте является применение гелеобразующих составов на основе силиката натрия (жидкого стекла) (ГОС-СН). Наибольший практический интерес представляет щелочной геле образующий состав с рН больше 7, поскольку он не обладает коррозионной активностью. Такие составы созданы

на основе силиката натрия (жидкого стекла) и различных кислых агентов, определены их физико-химические и реологические свойства, а также изучены фильтрационные характеристики моделей пористой среды и естественных кернов до и после заполнения их гелеобразующим составом. Технология выравнивания профиля приемистости в нагнетательной скважине (ВПП) предполагает создание низкопроницаемой кольцевой зоны в высокопроницаемом прослое за счет образования силикатного геля в призабойной зоне скважины и тем самым снижение проницаемости этого прослоя.

3.1.1.2 Осадкообразующие составы

Осадкообразующий реагент предназначен для ограничения водопритоков и снижения обводненности добываемой продукции, а также для перераспределения направления фильтрационных потоков с целью повышения выработки нефтяных пластов.

Осадкообразующие реагенты представляет собой сухую смесь сложных органических мыл, растворимых в пресной воде. При взаимодействии раствора реагента с минерализованной пластовой водой или раствором хлористого кальция происходит выпадения осадка, тем самым блокируется поступление воды по обводненным пропласткам. Имеют ряд преимуществ: широкий температурный диапазон применения, хорошую фильтруемость в пористую среду за счет низкой вязкости раствора, стабильность и устойчивость состава во времени.

3.1.1.3 Полимер-дисперсные системы

Механизм процесса воздействия на пласт основано на снижении проницаемости обводненного пласта за счет образования устойчивой к размыву массы под флокулирующим действием ПАА. Основными компонентами этой системы являются ионогенные полимеры и дисперсные частицы глины. При определенной концентрации полимера и глины в глинистой суспензии создаются условия для полного связывания полимера и получения устойчивых глинополимерных комплексов с новыми физическими свойствами. При закачке ПДС в пласт движущийся впереди суспензии полимерный раствор модифицирует поверхность породы вследствие адсорбции и механического удержания макромолекул полимера, снижая тем самым концентрацию раствора. Частицы глины и породы пласта, поступающие в виде суспензии, вступают во взаимодействие с макромолекулами полимера, адсорбированными на породе и находящимися во взвешенном состоянии. При этом с одной стороны ограничивается проникновение частиц глины в мелкие поры, а с другой - происходит прочное удержание дисперсных частиц во взвешенном состоянии, способствующем флокуляции. Наличие свободных сегментов

макромолекул после первичной адсорбции обеспечивает прочную связь дисперсных частиц образующихся полимердисперсных агрегатов с поверхностью пород, создавая тем самым объемную, устойчивую в динамическом потоке массу.

В результате образования ПДС в высокопроницаемом обводненном пропластке происходит уменьшение подвижности жидкости, и закачиваемая вода вынуждена двигаться по менее проницаемым прослоям, более эффективно вытесняя остаточную нефть.

3.1.2 Система одновременно-раздельной закачки

ОРЗ (одновременно-раздельная закачка) — технология, позволяющая производить дифференцированное воздействие на геологически разнородные эксплуатационные объекты и предполагающая использование скважин с многопакерными (многосекционными) компоновками.

Суть метода заключается в последовательно-секционном монтаже скважинной многопакерной установки. Каждая секция устанавливается соответственно на отдельный эксплуатационный пласт (пропласток) и обеспечивает дифференциальное воздействие на каждый из них, дает возможность индивидуального исследования и оптимального подбора штанцевого оборудования для каждого из разобщаемых объектов.

Идея дифференциального воздействия на каждый эксплуатационный объект воплощается с помощью регуляторов-штанцев, устанавливаемых в соответствующие скважинные камеры, через которые и ведется закачка. Замена регуляторов — основных элементов регулирования расхода закачиваемой воды (так называемая регулировка) производится с использованием канатной техники. Для полной изоляции одного или нескольких из разобщенных пластов в соответствующие скважинные камеры устанавливают глухие пробки.

Количество возможных секций может варьироваться от 2 до 6.

3.2 Выбор участка для применения технологии ВПП

Данный этап является одним из ключевых: при выборе скважин-кандидатов отсеивается до 80 % рассмотренного числа скважин, пригодных для применения технологии. Это обусловливается такими факторами, как наличие сформированной системы разработки, стадийность проведения работ, техническая пригодность нагнетательных скважин, возможность проведения работ в строго определенное время года. Критерием применимости технологий ВПП является наличие минимум трех реагирующих добывающих скважин на одну нагнетательную. Реагирующие скважины определяются по

результатам трассерных исследований либо по коэффициентам корреляции взаимовлияния скважин (косвенный способ). Стадийность выполнения работ по ВПП определяется масштабностью охвата участков воздействием. Так, при проведении опытно-промышленных работ (ОПР) по применению новых технологий подбираются участки с 1–2 нагнетательными скважинами, наиболее обособленные от других участков, где также проводятся аналогичные работы по изменению направления фильтрационных потоков (ИНФП), например ВПП, смена режимов работы скважин, циклическое заводнение. На стадии промышленного внедрения технологий участки определяются элементами заводнения, которые могут содержать от 5 до 10 нагнетательных скважин. Сформированная система разработки на участке или ЭЗ является необходимым требованием повышения эффективности реализации технологий ВПП. Данный постулат основан на физической сущности механизма проведения ВПП, направленного на ИНФП в пределах участка. При отсутствии такой системы разработки также нет сформировавшихся высокопроницаемых промытых зон и элемента для воздействия. Техническая пригодность нагнетательных скважин для применения технологии ВПП определяется наличием или отсутствием заколонных перетоков или непроизводительного ухода жидкости закачки из продуктивного разреза. Данное требование является экономическим, так как в скважинах с наличием технических проблем теоретически возможно проведение работ по ВПП, но с увеличенными объемами закачки составов с учетом потерь. Это существенно снижает рентабельность проекта

3.3 Анализ эффективности применения компоновок ОРЗ на нефтегазоконденсатном месторождении.

3.3.1 Постановка проблемы

По пласту Y-3-7 В месторождения по испытаниям ПГИ в силу геологических особенностей и ФЕС наблюдается неравномерный профиль приемистости по перфорированной толщине. Данная проблема имеет ряд последствий, оказывающих негативное влияние на разработку объекта Y-3-7 и снижающих эффективность системы ИПД. А именно: преждевременные прорывы воды (опережающему обводнению добывающих скважин нагнетаемой водой) к скважинам по зонам с улучшенными ФЕС, возможное образование техногенных трещин АГРП, уменьшение коэффициента охвата, а следовательно и нефтеотдачи.

3.3.2 Подготовка задачи исследования

В 2015 году компанией недропользователем было принято решение по выравниванию профиля приемистости в нагнетательных скважинах объекта У- 3-7 с помощью оборудования 3 нагнетательных скважины двухлифтовой компоновкой ОРЗ. Исследования проводились по 3 зонам, где были спущены компоновки ОРЗ. На рисунке представлено размещение фонда скважин и исследуемые элементы заводнени с картой плотности начальных запасов.

Оборудование нагнетательной скважины осуществляется двухлифтовой компоновкой для одновременно-раздельной закачки. Регулирование закачки осуществляется с поверхности по 2 колоннам НКТ (компоновка: 73 мм НКТ находится внутри 114 мм НКТ). Типовые схемы одно и двухлифтовой компоновки ОРЗ изображена на рисунке 18.

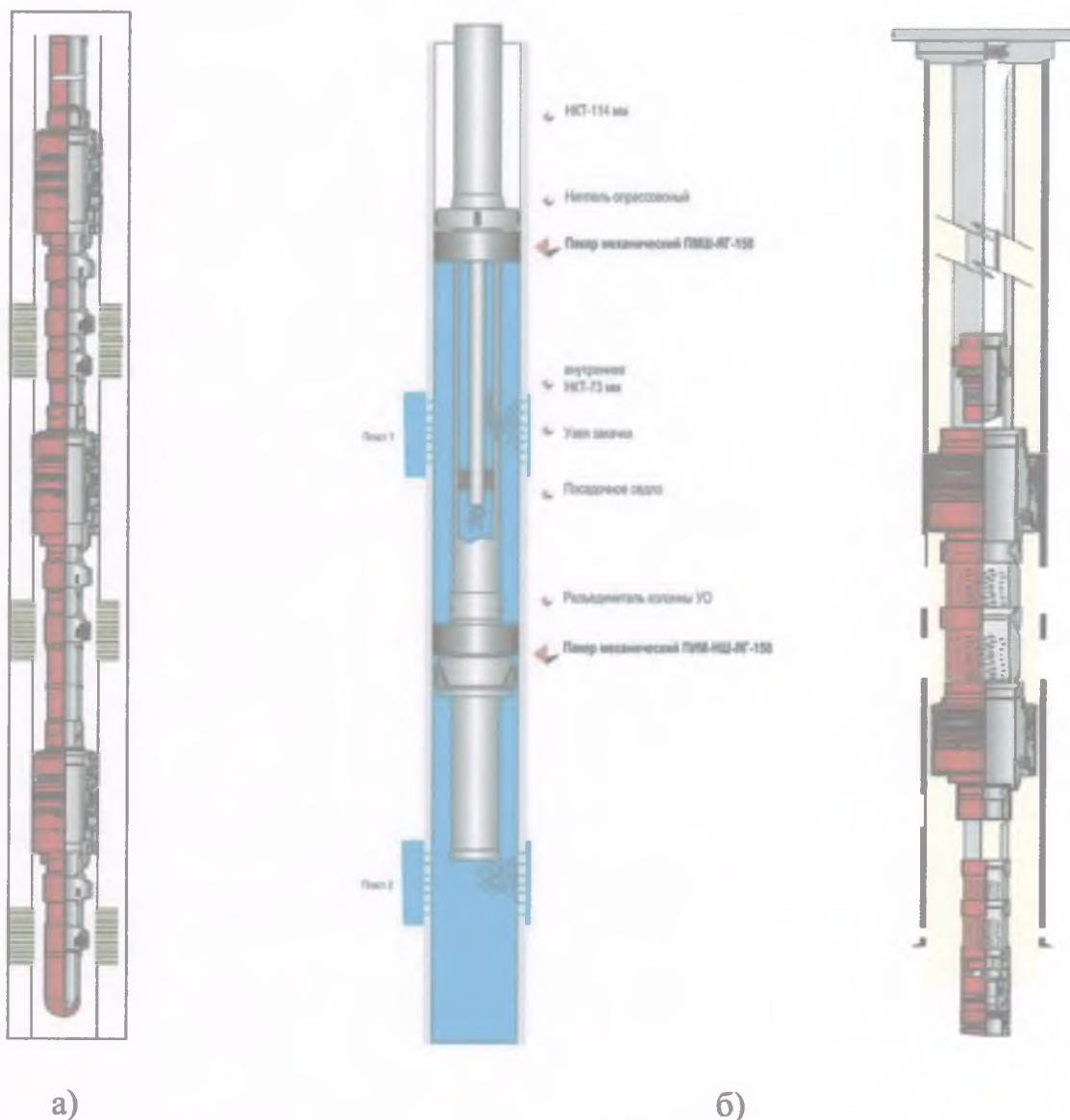


Рисунок 18- Типовые схемы одно и двухлифтовой компоновки ОРЗ

а)-двухлитовая ; б)-однолифтовая

Нагнетательные кважины оборудованные компоновками ОРЗ проперфорированы в двух интервалах в ЭЗ 10.1 это Y-3 (линза) и Y-4, а в ЭЗ 11.2 это Y-IV и Y-V-VII. Распределение закачки определялись исходя их геологических особенностей залегания и остаточных запасов в зонах, учета влияния скважин окружения, трассерных исследований и ПГИ. В сравнительной таблице 14 приведены базовый и фактический уровень закачки.

От внедрения ОРЗ прогнозировался технологический результат:

Снижение добычи воды в зависимости от дебита скважин окружения (Qж): 20% от Qж при $Qж > 500 \text{ м}^3/\text{сут}$; 30% от Qж при $100 \text{ м}^3/\text{сут} < Qж < 500 \text{ м}^3/\text{сут}$; 40% от Qж при $Qж < 100 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Таблица 14-Базовый и фактический уровень закачки по зонам ОРЗ

Скважина	Интервал перфорации	Закачка (уход) до ОРЗ, %	Закачка после ОРЗ, %
Y14	Верх	60	37
	Низ	40	63
Y37	Верх	23,5	40
	Низ	76,5	60
Y75	Верх	56	55
	Низ	54	45

На рисунке 19 приведены ЭЗ с нагнетательными скважинами оборудованными ОРЗ.

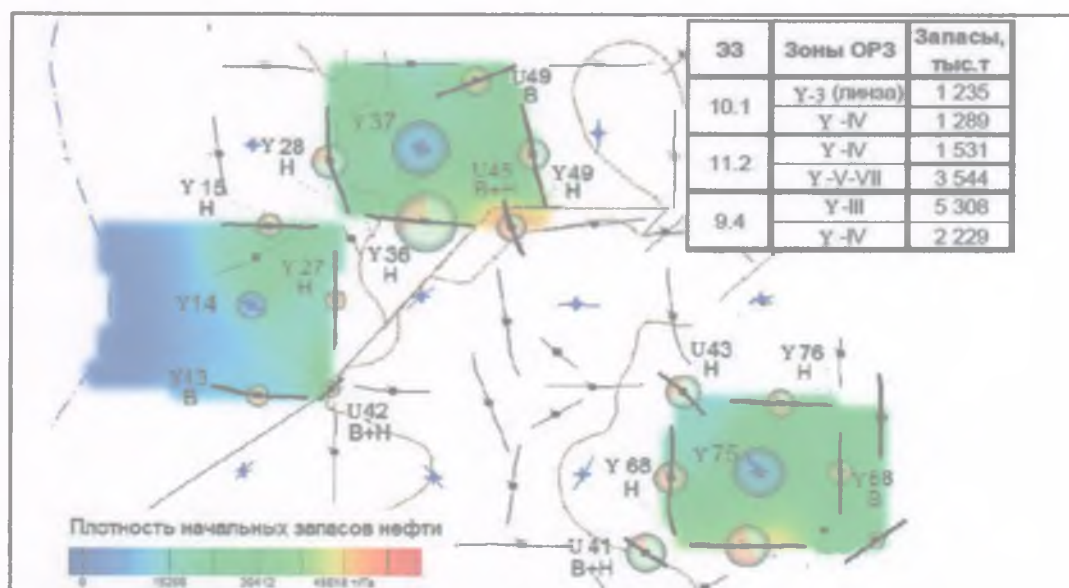


Рисунок 19 – Исследуемые элементы заводнения с картой плотности начальных запасов.

3.3.3 Оценка эффективности ОРЗ

Оценка эффективности производилась по следующему алгоритму:

- Оценка начальных геол. запасов нефти, объёма газовой шапки по контуру элемента заводнения. Расчет PVT свойств нефти и газа и ОФП пласта У-III-VII;
- Анализ геол. модели и коэффициентов участия скважин;
- Оценка дренирующих запасов и активности аквифера;
- Пересчёт S_o и обводненности согласно кривой фракционного потока;

$$S_o = (1 - S_{wi}) \left(1 - \frac{N_p}{N} \right) \frac{B_o}{B_{oi}} \quad (1)$$

, где S_o - нефтенасыщенность;

S_{wi} - начальная водонасыщенность;

N_p - накопленная добыча нефти;

N - геологические запасы нефти;

B_o - текущий объемный коэффициент нефти;

B_{oi} - начальный объемный коэффициент нефти.

- Закрепление $K_{пр}$, $R_{заб}$ и $\Gamma\Phi$, расчёт уровней, добычи нефти, воды и газа;
- Расчёт доп. добычи нефти и сокращения добычи воды:

$$\Delta Q_n^i(P_{пл}) = K_{пр}^i \cdot (P_{пл}^i - P_{пл}^0) \cdot \rho_n \left(1 - \frac{W^i}{100} \right) \quad (2)$$

, где Q_n^i - дебит нефти

$K_{пр}^i$ - коэффициент продуктивности

$P_{пл}^i, P_{пл}^0$ - пластовое давление

ρ_n - плотность нефти

W^i - обводненность

$$\Delta Q_n^i = \Delta Q_n^i(Q_x) + \Delta Q_n^i(W) = \rho_n (Q_x^i - Q_x^0) \left(1 - \frac{W^i}{100} \right) - \rho_n Q_x^0 \left(\frac{W^i - W^0}{100} \right) \quad (3)$$

, где Q_n^i - дебит нефти;

$Q_{\text{ж}}^i$ - дебит жидкости;

$K_{\text{пр}}^i$ - коэффициент продуктивности;

$P_{\text{пл}}^i, P_{\text{пл}}^0$ -пластовое давление;

$\rho_{\text{н}}$ -плотность нефти;

W^i, W^0 –обводненность.

- Получение $P_{\text{пл}}$ на след. расчётный шаг;
- Построение (пересчёт) модели матбаланса по двум зонам ОРЗ.

Были оценены начальные геологические запасы нефти и объём газовой шапки по контурам элементов заводнения. Данные о запасах снимались с карты плотности начальных запасов нефти. Начальные геологические запасы по зонам ОРЗ представлены в таблице

Таблица 15-Начальные геологические запасы по зонам ОРЗ

Элемент заводнения	Зоны ОРЗ	Запасы, тыс.т
10.1	У-III (линза)	1 235
	У-IV	1 289
11.2	У-IV	1 531
	У-V-VII	3 544
9.4	У-III	5 308
	У-IV	2 229

Актуализированы и пересчитаны PVT данные нефти и газа используемые в дальнейшем при расчетах материального баланса. Синим цветом в таблице на рисунке 20 и 21 обозначен входной массив данных, а черным расчетный. Расчет PVT данных производился с использованием таблиц Microsoft Excel.

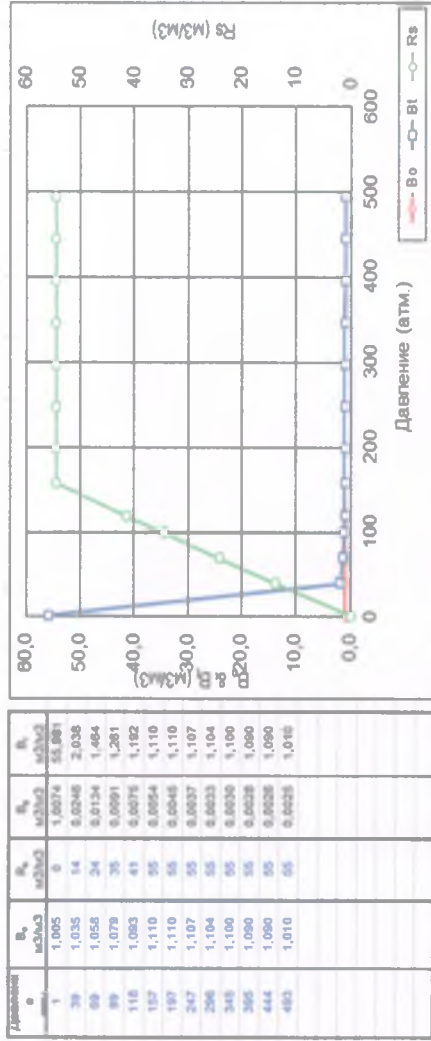


Рисунок 20-РВТ данные нефти пласта У 3-7

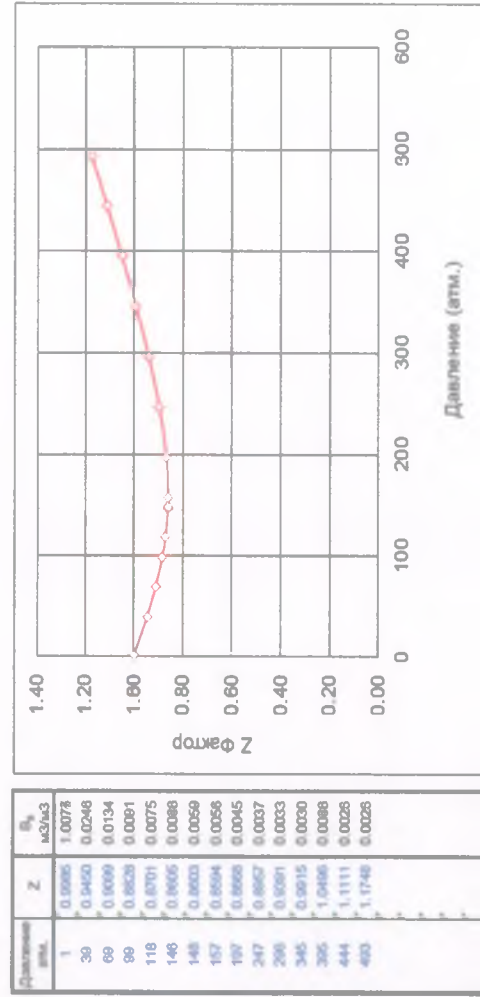


Рисунок 21-RVT данные газа пласта У 3-7

Были получены зависимости ОФП от водонасыщенности пласта У 3-7. Они представлены на рисунке 22.

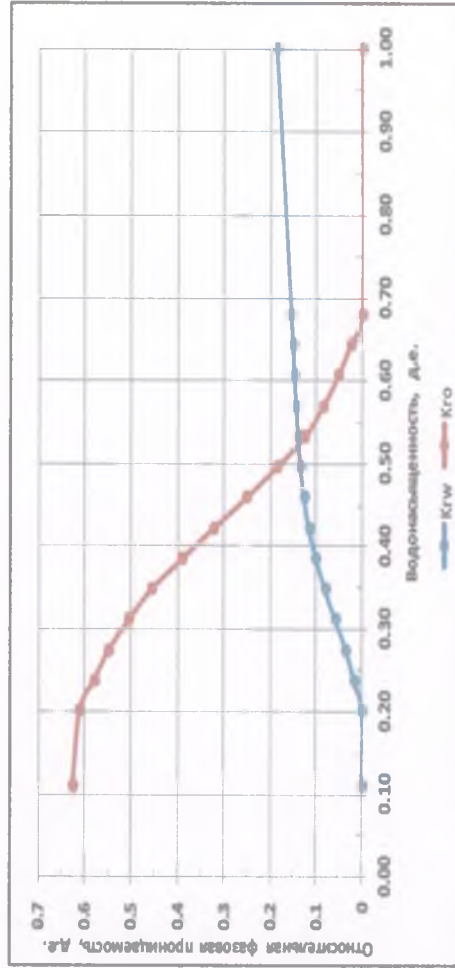


Рисунок 22- Зависимость ОФП от водонасыщенности пласта У-III-VII

3.3.3.1 Геологическая характеристика ЭЗ 10.1

Проведен анализ геологической модели и коэффициентов участия скважин (влияния скважин окружения) по элементам заводнения.

1) Y13 скв. находится в линзе Y-III и компенсируется в основном (это следует из матбаланса) Y14 скв., но возможно небольшое влияние Y12 скв.

2) Y15 скв. находится в Y-IV и компенсируется с двух сторон нагн. скважинами Y14 и 516, причём ввиду улучшенных ФЕС со стороны Y16 скв., а также компенсации Y16 скважиной только данного пропластка, влияние 516 скв. Вероятнее выше

3) Y27 скв. согласно геологической модели находится практически в изолированной зоне, что связано скорее всего с адаптацией модели на историю (по Y27 скв. низкое пластовое давление и монотонное снижение Qж), однако незначительная компенсация отборов возможна как со стороны Y14, так и Y35 скв.

4) U42 скв. вскрывает три интервала из которых только один компенсируются Y12 скважиной, два компенсируются Y14 скв. и Y33 скв., и все интервалы компенсируются только Y35 скв.

Вывод: при перераспределении закачки в нижнюю зону (Y-IV) наибольшее влияние стоит ожидать по Y15 и 513 скважинам, причем если по 515 скв. оно скорее всего будет положительным, то по Y13 отрицательным. Также стоит отметить, что порядка 700 тыс.т геол. запасов нефти пласта Y-V-VII не дренируются по причине концентрации их впереходной зоне и отсутствия бурения в ней. На рисунках (1-4) приведены геологические разрезы, а рисунках (5-8) вспомогательные схемы разрезывания ЭЗ.

3.3.3.2 Геологическая характеристика ЭЗ 11.2

1) Y38 скв. находится в линзе Y-III, поэтому не компенсируется Y37 скв.

2) U49 скв. вскрывает Y-IV и компенсируется в основном Y7 скв. ввиду близости расположения, хотя исключать влияние Y58 и Y60 нельзя ввиду улучшенных ФЕС в этих зонах. Y39 скв. ввиду низких ФЕС и наличия глин вносит незначительный вклад в компенсацию U49 скв.

3) Y28 скв. вскрывает Y-V-VII и компенсируется только Y37 скв.

4) Y36 скв. пробуерна в Y-V-VII и компенсируется в равных пропорциях с двух сторон Y37 и Y35 скважинами.

5) Y49 скв. находится в Y-V-VII и в зависимости от ФЕС и удалённости по-разному компенсируется тремя скважинами: Y37, Y58 и Y56.

6) U45 скв. равноценно работает как на Y-IV, так и на Y-V-VII. Y58 скв. не участвует в компенсации U45 скв. по причине плохих ФЕС в Y-IV и оттеснению закачки в пропласток Y-IV-VII скважины Y49, находящейся

между Y58 и U45 скважинами. Основную компенсацию отборов U45 скважины вносит Y35 скв. по причине хороших ФЕС, особенно в нижней части разреза.

7) U44 скв. компенсируется с трёх сторон и в том числе Y37 скв., но в основном Y35 скв.

Вывод: при перераспределении закачки в верхнюю зону (Y-IV) наибольшее влияние стоит ожидать только по U49 (ув. дебита нефти) и Y28 (снижение добычи воды) скважинам, так как Y36 скважина равно компенсируется и со стороны Y35 скв. (причем по ней приёмистость на 01.09.2015 в два раза выше, чем по Y37 скв.), а на U45 со стороны Y37 скважины оказывается не значительное влияние. Y49 скв. хоть изначально и компенсируется в основном Y37 скв., со стороны Y58 будет получать достаточно ППД ввиду близости, а также дострела нижней части Y58 скв

На рисунках 23-25 представлены вспомогательные схемы основных и дополнительных разрезов элементов заводнения 10.1 и 11.2.

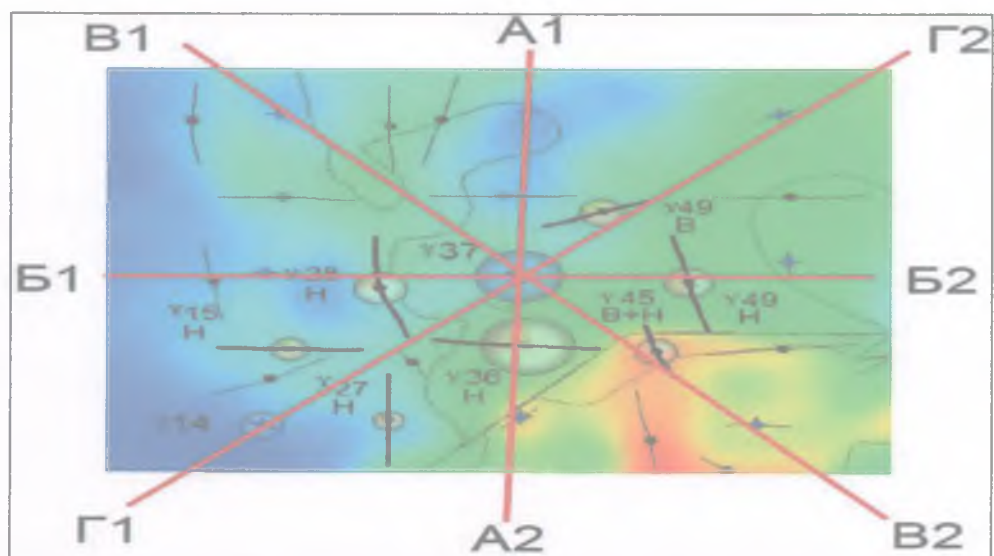


Рисунок 23-Вспомогательная схема разрезов ЭЗ 10.1

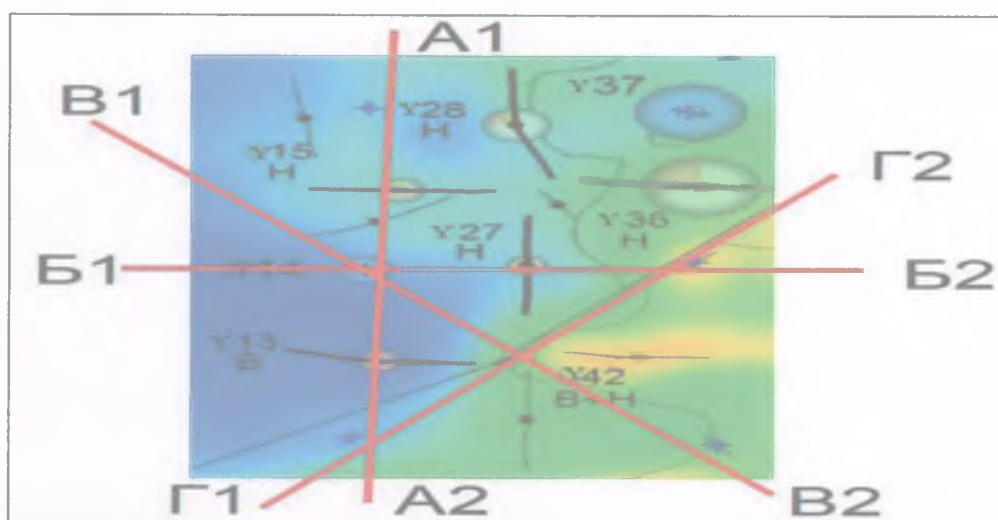


Рисунок 24-Вспомогательная схема основных разрезов ЭЗ 11.2

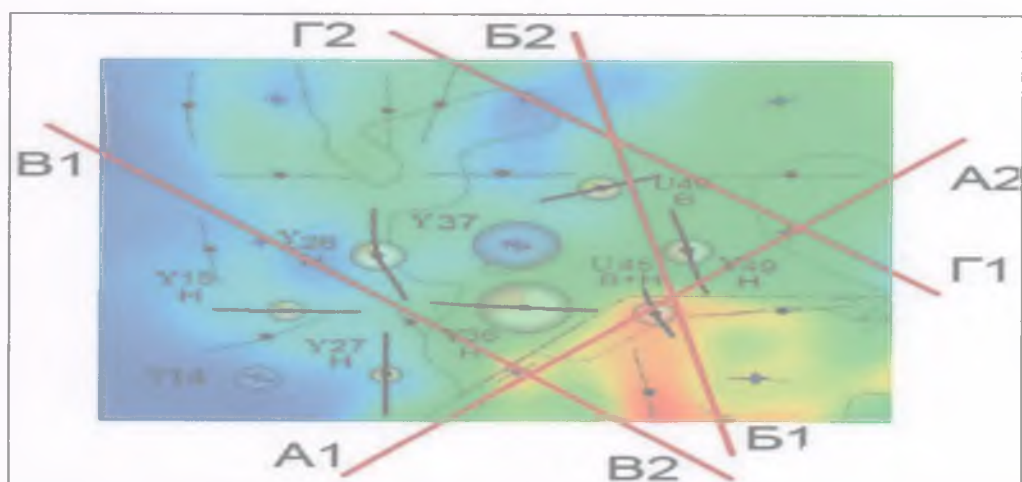


Рисунок 25-Вспомогательная схема дополнительных разрезов ЭЗ 11.2

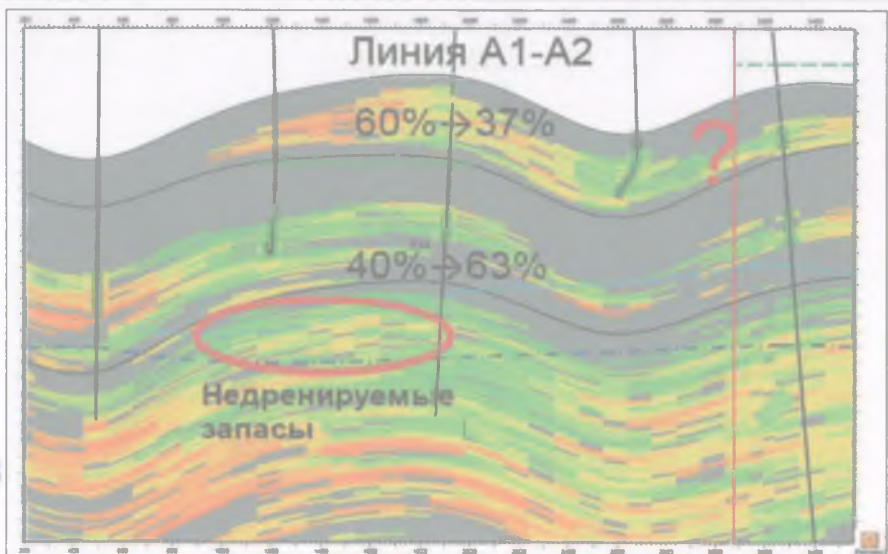


Рисунок 26-Геологический разрез А1-А2 ЭЗ 10.1

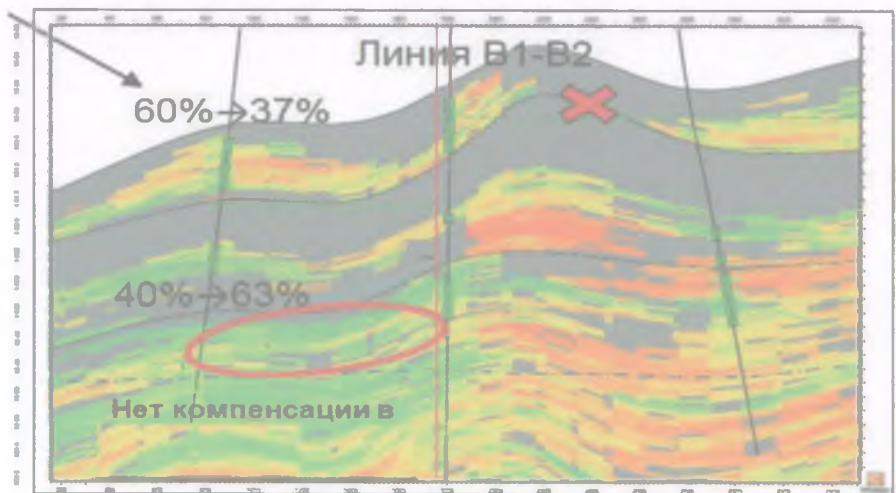


Рисунок 28-Геологический разрез В1-В2 ЭЗ 10.1

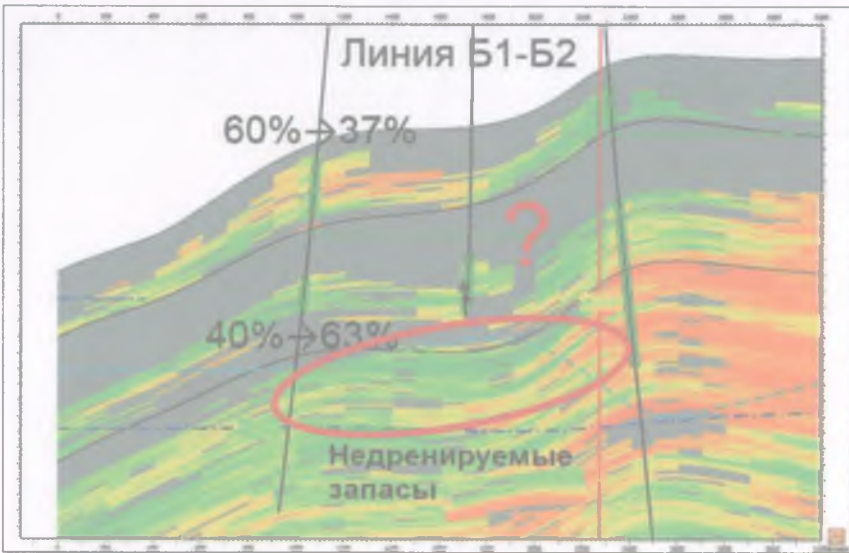


Рисунок 27-Геологический разрез Б1-Б2 ЭЗ 10.1

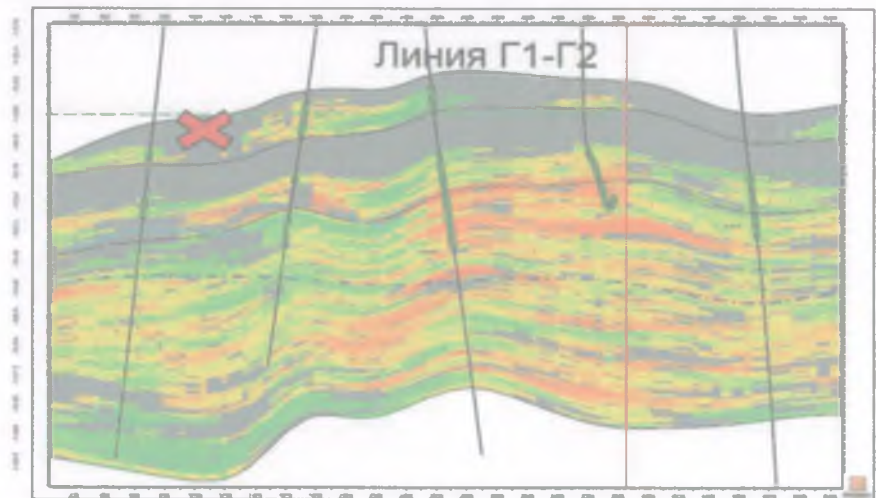


Рисунок 29-Геологический разрез Г1-Г2 ЭЗ 10.1

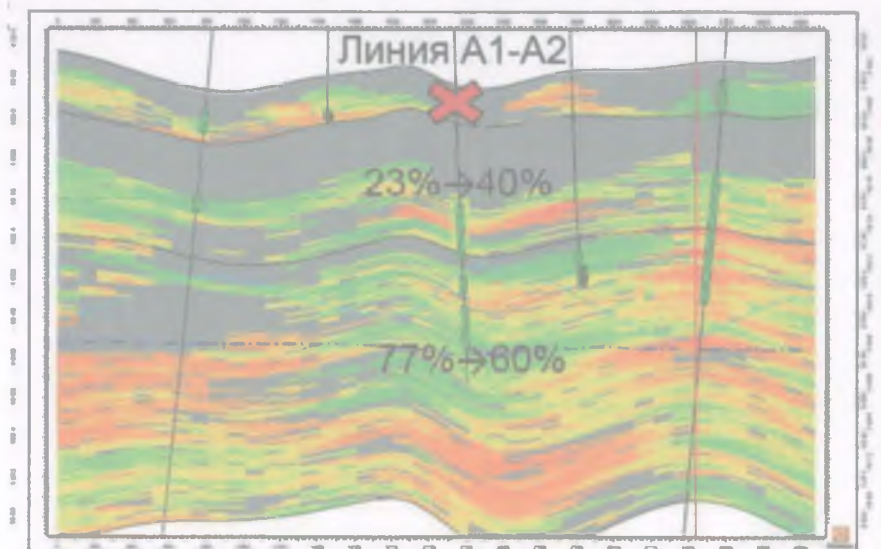


Рисунок 30-Геологический разрез А1-А2 ЭЗ 11.2

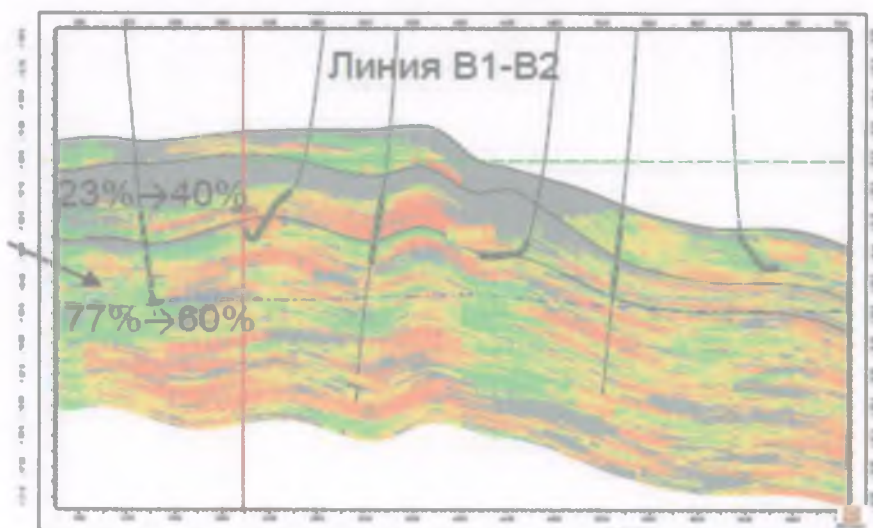


Рисунок 32-Геологический разрез В1-В2 ЭЗ 11.1

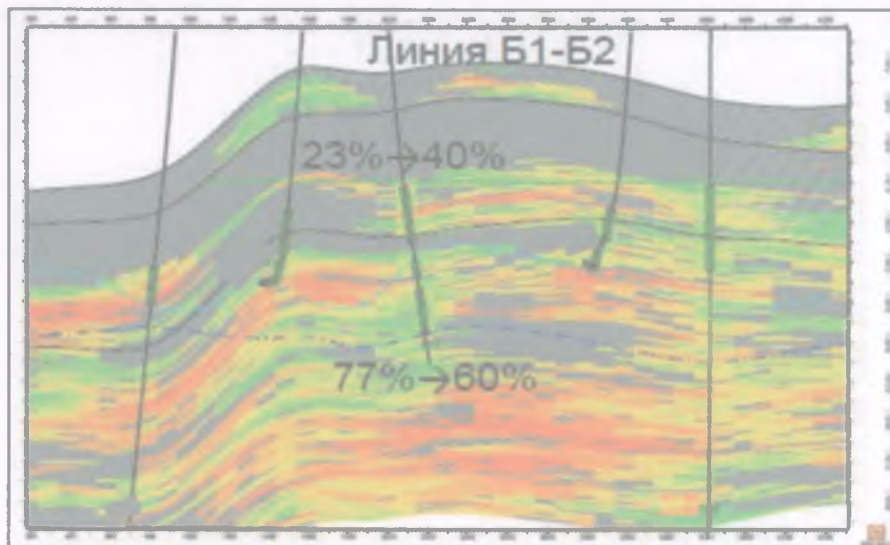


Рисунок 31-Геологический разрез Б1-Б2 ЭЗ 11.2

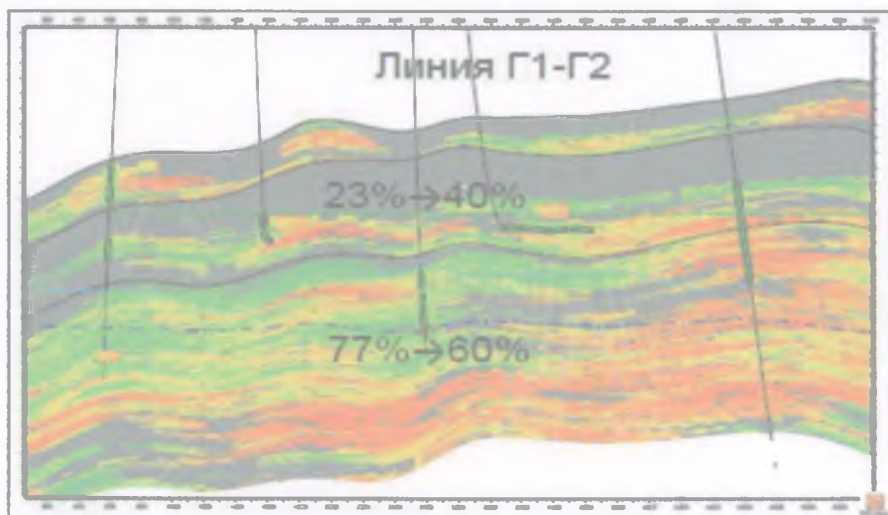


Рисунок 33-Геологический разрез Г1-Г2 ЭЗ 11.2

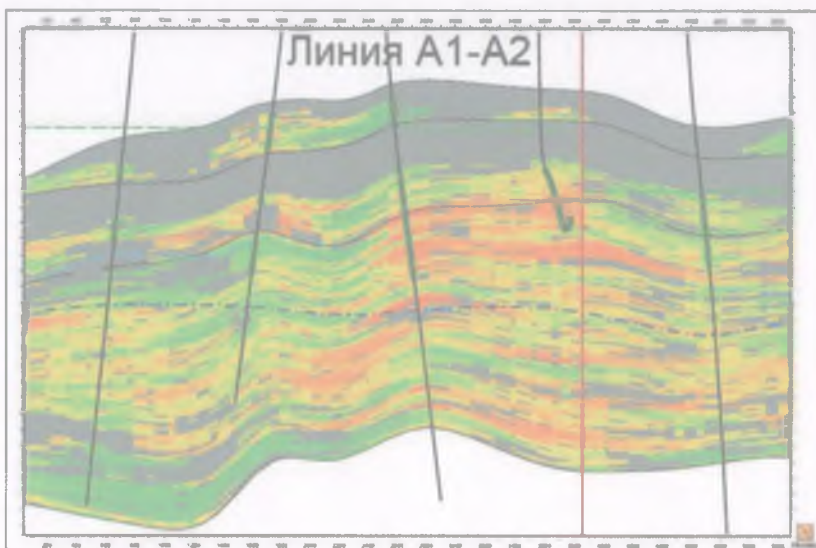


Рисунок 33-Геологический разрез А1-А2 ЭЗ 11.2

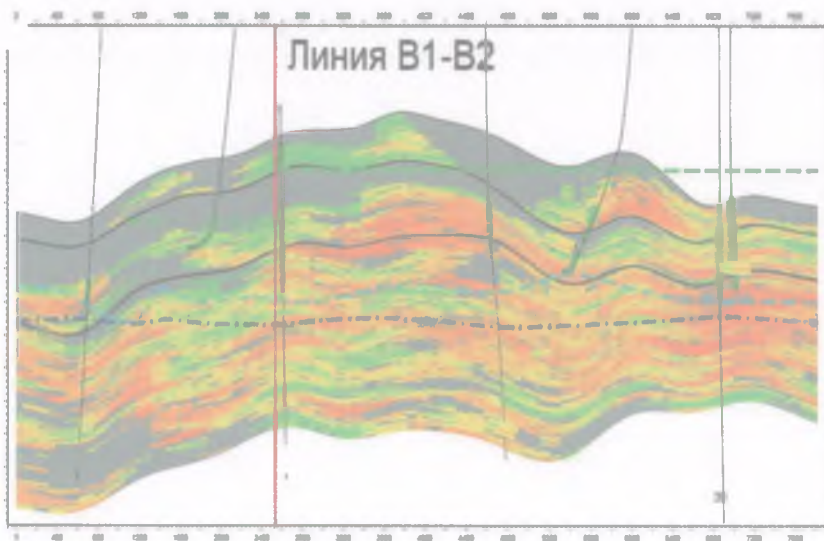


Рисунок 35-Геологический разрез В1-В2 ЭЗ 11.1

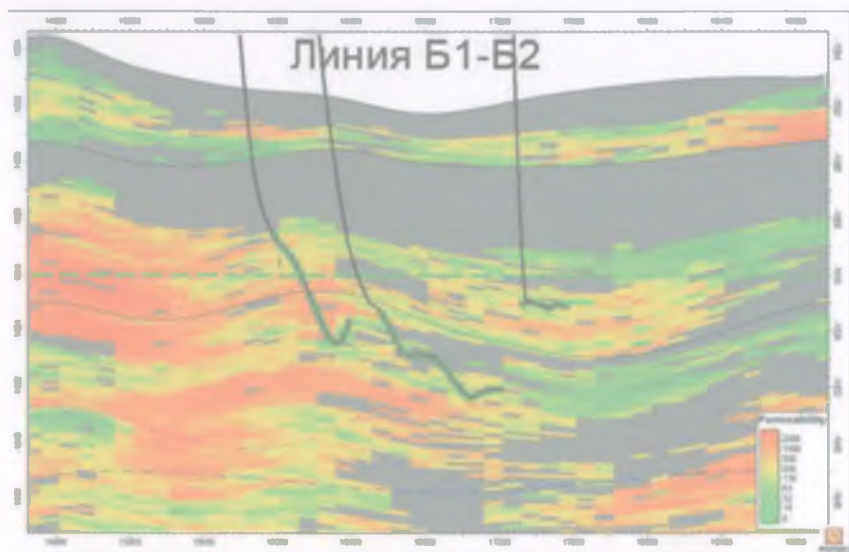


Рисунок 34-Геологический разрез Б1-Б2 ЭЗ 11.2

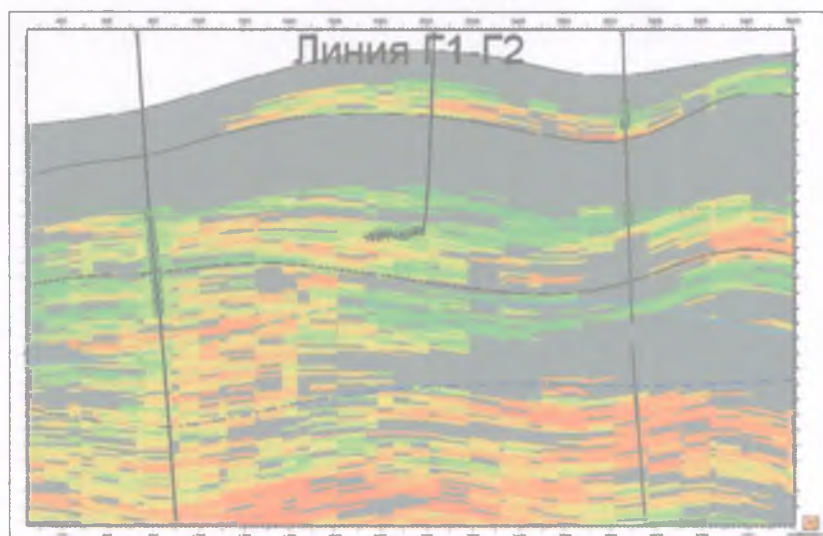


Рисунок 36-Геологический разрез Г1-Г2 ЭЗ 11.2

3.3.3.3 Построение (пересчёт) модели матбаланса по двум зонам ОРЗ.

Уравнение материального баланса считается одним из основных инструментов для анализа и прогнозирования технологических показателей пласта с помощью которого можно достоверно оценить запасы углеводородов, представлено ниже. Для анализа выработки запасов был построен материальный баланс, который был адаптирован согласно замеренным пластовым давлениям в зонах отборов (Рпл взвешены по дебиту жидкости). Пластовые давления были взяты из технологических режимов работы скважин, которые ведутся ежемесячно.

$$\frac{N_p[(B_o + (R_p - R_s)B_g)] + W_p B_w - M[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g] - mNB_{oi}\left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1\right) - W_e}{(1+m)NB_{oi}\left(\frac{c_w S_{wc} + c_f}{1 - S_{wc}}\right)} = \Delta P \quad (4)$$

, где N_p – накопленная добыча нефти в поверхностных условиях, мЗ,
 B_o – текущий объемный коэффициент нефти, мЗ/мЗ,
 B_{oi} – начальный объемный коэффициент нефти, мЗ/мЗ,
 R_p – газовый фактор, мЗ/мЗ,
 R_s – текущее газосодержание, мЗ/мЗ,
 R_{si} – начальное газосодержание, мЗ/мЗ,
 B_g – текущий объемный коэффициент газа, мЗ/мЗ,
 B_{gi} – начальный объемный коэффициент газа, мЗ/мЗ,
 W_p – накопленная добыча воды в поверхностных условиях, мЗ,
 B_w – объемный коэффициент воды, мЗ/мЗ,
 N – геологические запасы нефти в поверхностных условиях, мЗ,
 m – отношение объемов газовой шапки к ЧНЗ в пластовых условиях, %,
 c_w – коэффициент сжимаемости воды, Мпа⁻¹,
 c_f – коэффициент сжимаемости породы пласта, Мпа⁻¹,
 S_{wc} – остаточная водонасыщенность пласта, д.е.

Поскольку шагом расчёта является месяц (используются данные МЭР по добыче каждой скважины с учётом коэффициентов участия) и есть данные соответствующего технологического режима, средневзвешенное пластовое давление по зоне можно выразить через величину темпа падения среднего пластового давления (изменение пластового давления за месяц по техрежиму) в области дренирования каждой скважины, вскрывающей данную зону, и дебита скважины в пластовых условиях (согласно дебитам нефти, жидкости и ГФ в техрежиме):

$$\bar{p}_r = \frac{\sum_j [(\bar{p}q)_j / (\partial \bar{p} / \partial t)_j]}{\sum_j [q_j / (\partial \bar{p} / \partial t)_j]} \quad (5)$$

, где \bar{p}_r – средневзвешанное пластовое давление;

$d\bar{p}/dt_i$ – темп падения среднего пластового давления (изменение пластового давления за месяц);

q – дебит жидкости и газа.

3.3.3.4 Адаптация модели матбаланса по верхней зоне Y-III ячейки 10.1

Согласно расчётам видно, что до начала закачки в авг.12 идёт интенсивное снижение Рпл, тогда как потом оно держится примерно на уровне 120 атм. и снова продолжает снижаться чуть меньшим темпом, чем в начале ввиду спуска компоновки ОРЗ и перераспределения закачки в нижнюю зону Y-IV. Историческое средневзвешенное Рпл хорошо ложится на расчётные данные при условии дренировании 750 тыс.т (60%) нач. геол. запасов нефти, тогда как всего в данной зоне 1235 тыс.т. Однако стоит заметить, что после бурения 221 ЗБС в данную зону обнаружилось отсутствие предполагаемых запасов нефти ввиду переслаивания глин и плохих ФЕС без признаков техногенного насыщения, что ещё раз подчеркивает адекватность построенной модели.

На рисунка 37-39 представлена, входные и расчетные данные, адаптация модели мат.баланса по верхней зоне Як-IV ячейки 10.1, диаграмма вклад режима в разработку

3.3.3.5 Адаптация модели матбаланса по нижней зоне Y-IV ячейки 10.1

Согласно расчётам по нижней зоне видно, что форма расчётной кривой падения пластового давления отличается от фактической (факт имеет выпуклую форму, тогда как расчёт выглядит вогнутым), что объясняется влиянием работы соседней нагнетательной скважины Y16 на доб. скв. Y15 (геол. запасы в расчёте приняты максимальными, т.е. согласно 3D геол. модели пласта, так как иначе расчётное пластовое давление было бы ещё ниже). Это не влияет на конечное значение пластового давления, которое незначительно отличается, поэтому расчёт можно считать корректным. Влияние закачки до ОРЗ на эту зону небольшое не только из-за меньшей приёмистости и влияния 516 скв., но также и по причине больших запасов (почти в 2 раза) по сравнению с верхней зоной.

На рисунках 40-42 представлена, входные и расчетные данные, адаптация модели мат.баланса по нижней зоне Як-IV ячейки 11.2, диаграмма вклад режима в разработку

Входные данные		
N -	0.75	млн. м3
m -	0.00	
J =	0.0	м3/сут/атм
W_{pi} =	0	млн. м3
P_i =	157.0	атм.
S_{wi} =	0.00	
C_w =	4.4E-05	атм. ⁻¹
C_f =	3.0E-05	атм. ⁻¹
КЭЗ -	1	
Расчётные данные		
НСРВ =	0.84	млн. м3
PV =	0.84	млн. м3
Oil PV =	0.84	млн. м3
Gas PV =	0.00	млн. м3
B_{ti} =	1.120	м3/м3
B_{gi} =	0.0056	м3/м3
C_{factor} =	3.040E-05	атм. ⁻¹
R^2 =	0.716	

Рисунок 37-Входные и расчетные данные

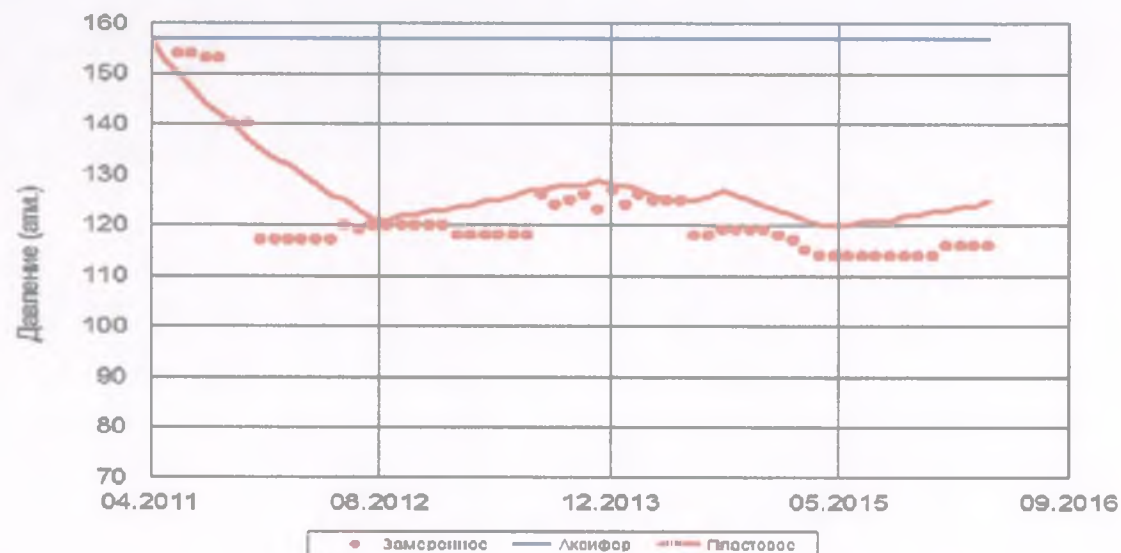


Рисунок 38-Адаптация модели матбаланса ЭЗ 10.1 (верх)

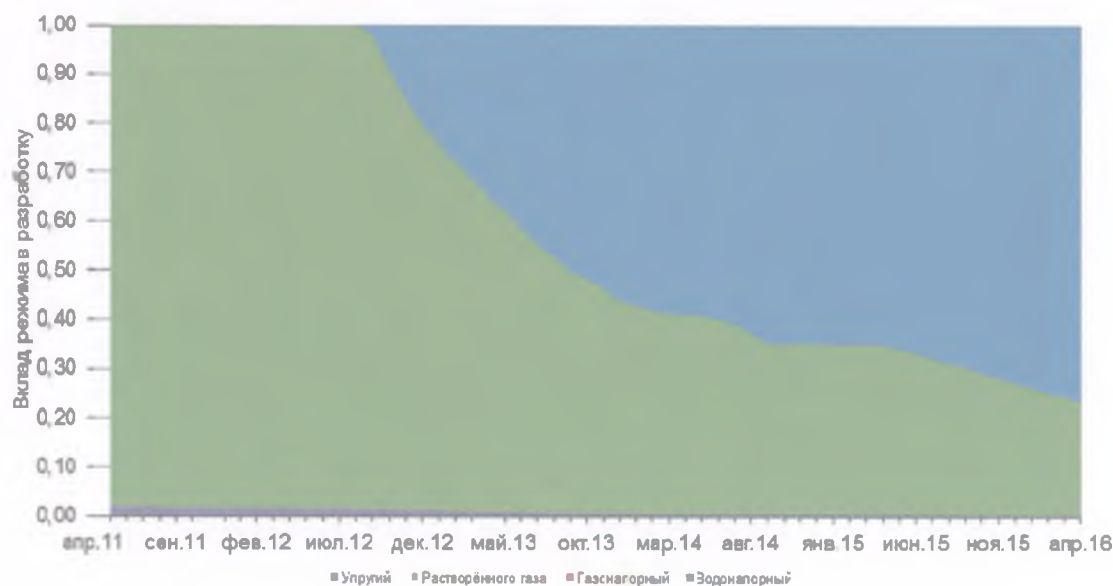


Рисунок 39-Вклад режима в разработку

Входные данные		
N =	1.29	млн. м3
m =	0.00	
J =	0.0	м3/сут/атм
W_{ei} =	0	млн. м3
P_i =	157.0	атм.
S_w =	0.05	
C_w =	4.4E-05	атм. ⁻¹
C_f =	3.0E-05	атм. ⁻¹
КЭЗ =	1	
Расчётные данные		
HCPV =	1.44	млн. м3
PV =	1.52	млн. м3
Oil PV =	1.44	млн. м3
Gas PV =	0.00	млн. м3
B_{ti} =	1.120	м3/м3
B_{gi} =	0.0056	м3/м3
C_{factor} =	3.429E-05	атм. ⁻¹
R^2 =	-0.814	

Рисунок 39-Входные и расчетные данные

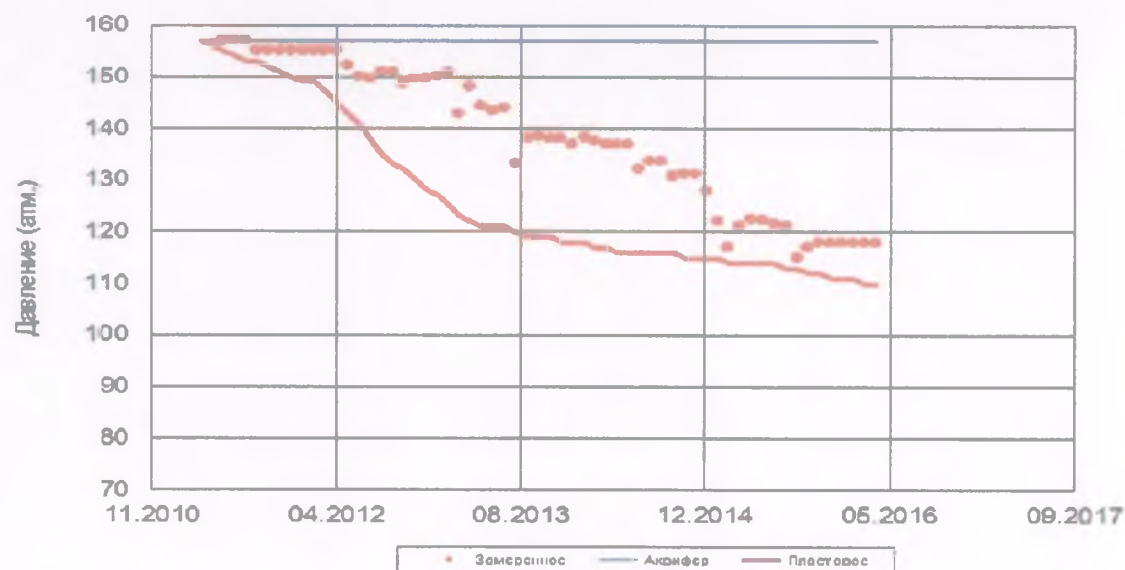


Рисунок 40 -Адаптация модели матбаланса ЭЗ 10.1 (низ)

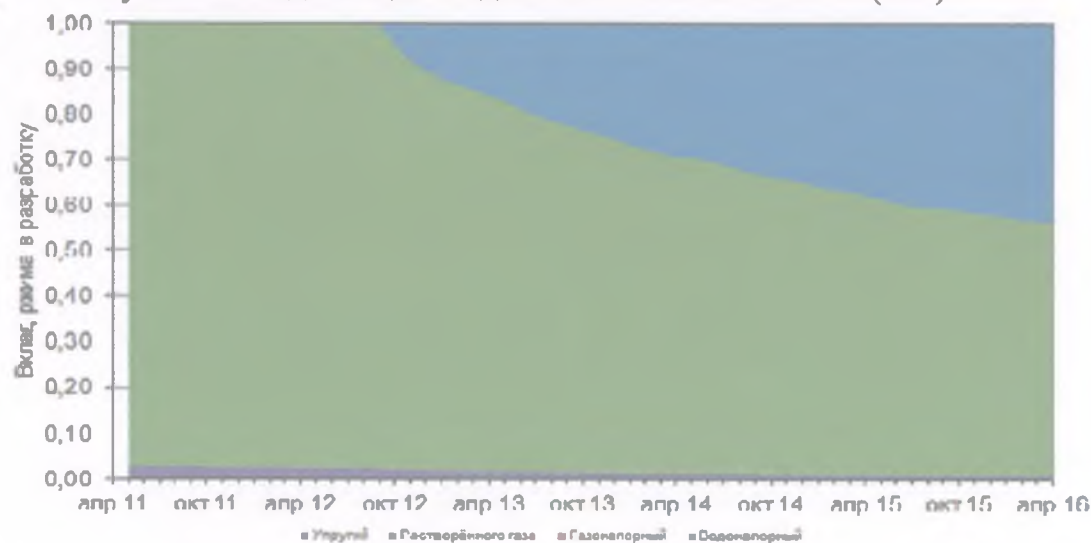


Рисунок 41-Вклад режима в разработку

3.3.3.6 Адаптация модели матбаланса по верхней зоне Y-IV ячейки 11.2

Выработка запасов пропластка Y-IV ведётся в основном двумя скважинами: U49 и U45. Однако за последние 1.5 года по ним не было ни одного замера пластового давления. Не соответствие пластового давления по техрежиму с расчётным по матбалансу может косвенно указывать на влияние соседних нагнетательных скважин, что подтверждается геологией межскважинного пространства данных скважин. Рекомендуется скорректировать коэффициенты участия скважин ячейки по результатам ГДИС.

На рисунка 42-44 представлена, входные и расчетные данные, адаптация модели мат.баланса по верхней зоне Як-IV ячейки 11.2, диаграмма вклад режима в разработку

3.3.3.3.5 Адаптация модели матбаланса по нижней зоне Y-V-VII ячейки 11.2

Нижний пропласток ячейки 11.2 граничит с активным водоносным горизонтом, что подтверждается сходимостью результатов расчёта пластового давления по матбалансу с фактом. Расхождение в последние месяцы работы ячейки связано с увеличением отборов жидкости и отсутствием замеров пластового давления.

На рисунках 45-47 представлена, входные и расчетные данные, адаптация модели мат.баланса по нижней зоне Як-IV ячейки 11.2, диаграмма вклад режима в разработку

Входные данные		
N =	1.53	млн. м3
m =	0.09	
J =	0.0	м3/сут.атм
W_a =	0.0	млн. м3
P_i =	157.0	атм.
S_w =	0.05	
C_w =	4.4E-05	атм. ⁻¹
C_f =	3.0E-05	атм. ⁻¹
КЭЗ =	1	
Расчётные данные		
HCPV =	1.87	млн. м3
PV =	1.97	млн. м3
Oil PV =	1.71	млн. м3
Gas PV =	0.15	млн. м3
B_g =	1.120	м3/м3
B_o =	0.0056	м3/м3
C_{factor} =	3.429E-05	атм. ⁻¹
R^2 =	-38.136	

Рисунок 42-Входные и расчетные данные

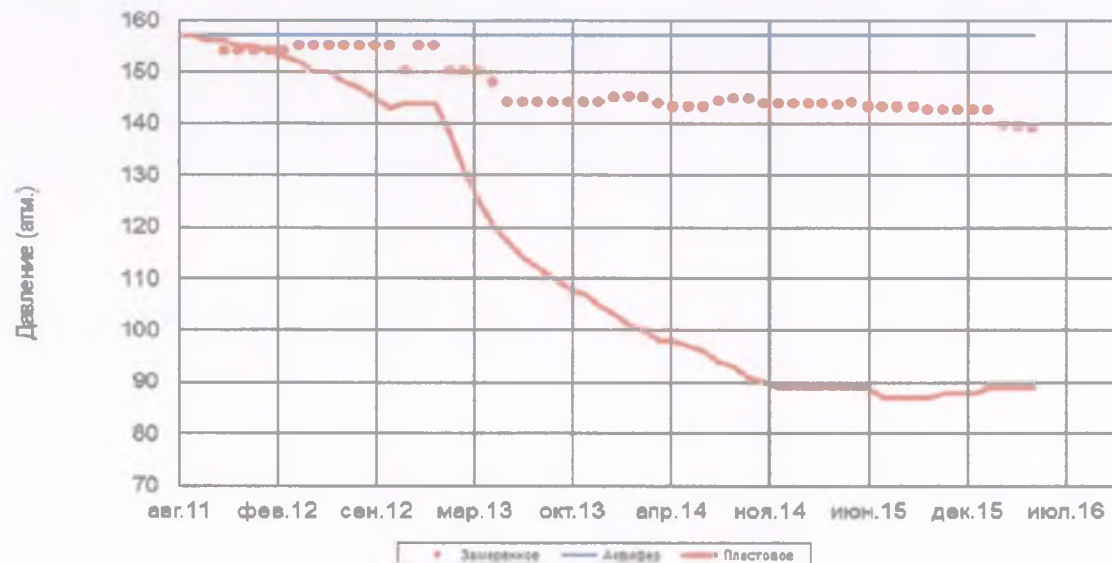


Рисунок 43 -Адаптация модели матбаланса ЭЗ 11.2 (верх)

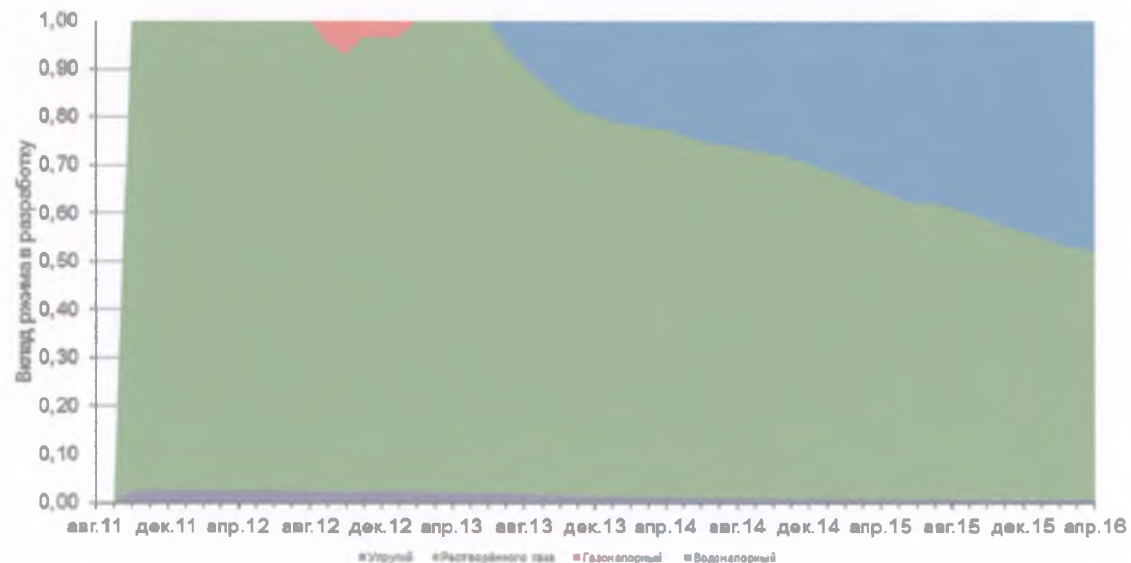


Рисунок 44-Вклад режима в разработку

Входные данные		
$N =$	3.54	млн. м3
$m =$	0.00	
$J =$	100.0	м3/сут/атм
$W_{ei} =$	3.0	млн. м3
$P_i =$	157.0	атм.
$S_w =$	0.37	
$C_w =$	4.4E-05	атм. ⁻¹
$C_f =$	3.0E-05	атм. ⁻¹
$KЭЗ =$	1	
Расчётные данные		
$HCPV =$	3.97	млн. м3
$PV =$	6.30	млн. м3
$Oil PV =$	3.97	млн. м3
$Gas PV =$	0.00	млн. м3
$B_{ti} =$	1.120	м3/м3
$B_{gi} =$	0.0056	м3/м3
$C_{factor} =$	7.304E-05	атм. ⁻¹
$R^2 =$	0.016	

Рисунок 45-Входные и расчетные данные

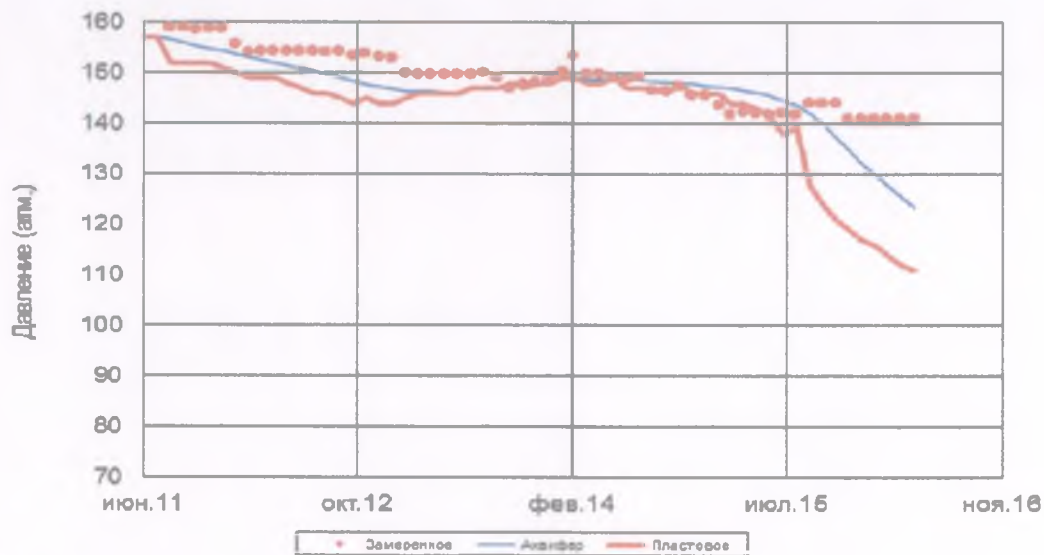


Рисунок 46- Адаптация модели мат.баланса ЭЗ 11.2 (низ)

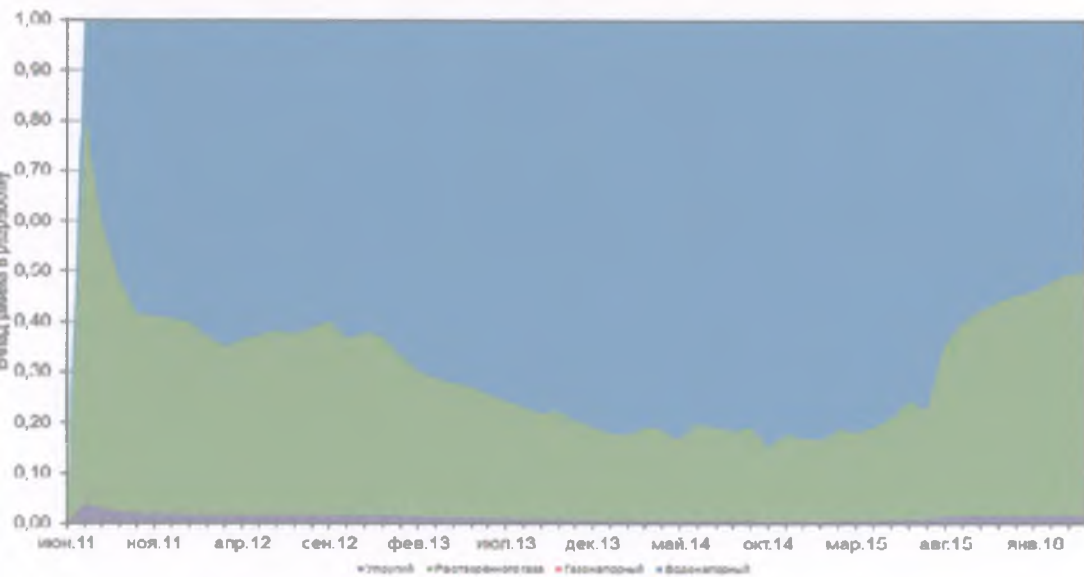


Рисунок 47-Вклад режима в разработку

3.3.3.7 Результаты расчётов по двум зонам ЭЗ 10.1 в условиях закачки с ОРЗ и без (профиль согласно ПГИ)

Прогнозные расчёты были основаны на предположении, что продуктивность и забойное давление скважин, дренирующих запасы, полученные по методу матбаланса, будут постоянны на весь период:

$K_{пр} (Y-III \text{ линза}) = 1.5 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$; $K_{пр} (Y-IV) = 2 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$; $P_{заб} = 50 \text{ атм}$.

Профиль закачки до ОРЗ:

$Q_{приём} (Y-III \text{ линза}) = 150 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{приём} (Y-IV) = 100 \text{ м}^3/\text{сут}$

Профиль закачки с ОРЗ:

$Q_{приём} (Y-III \text{ линза}) = 100 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{приём} (Y-IV) = 150 \text{ м}^3/\text{сут}$

Дренируемые геол. запасы нефти: верхняя зона (Y-III линза) = 0.75 тыс.т; нижняя зона (Y-IV) = 1.29 тыс.т

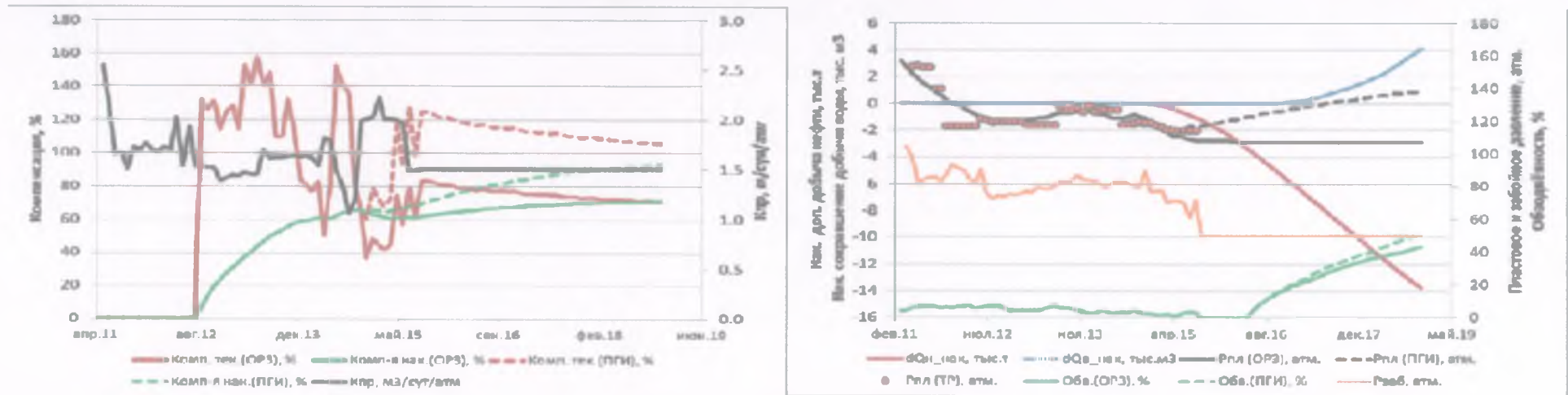
Из расчёта видно, что, перераспределяя закачку с верхней зоны на нижнюю, мы добиваемся постоянства пластового давления по обеим зонам и примерно одинаковой накопленной компенсации на конец 2018 года. Текущая же компенсация на конец расчёта по нижней зоне достигает 120%, а по нижней соответственно падает до 70%, становясь равной накопленной.

В случае, если бы профиль закачки соответствовал ПГИ, происходило бы увеличение пластового давления по верхней зоне и снижение его по нижней. Так как дренируемых запасов в верхней зоне почти в два раза меньше, чем по нижней, темп роста $R_{пл}$ по верхней зоне быстрее, чем его снижение по нижней. Прорыв воды по той же причине по верхней зоне наступает раньше, а разница в обводнённости с ОРЗ и без в пределах 4%.

Вывод: за счёт того, что продуктивность нижней зоны незначительно выше верхней (на 33%), а запасов значительно больше (на 70%), выгоднее получается компенсировать верхнюю зону, тогда как в нижней необходимо либо интенсифицировать добычу, либо бурить дополнительный фонд, чтобы увеличение закачки было оправданно.

На рисунке 48 Результаты расчётов по двум зонам ЭЗ 10.1 в условиях закачки с ОРЗ и без (профиль согласно ПГИ).

Верхняя зона



Нижняя зона

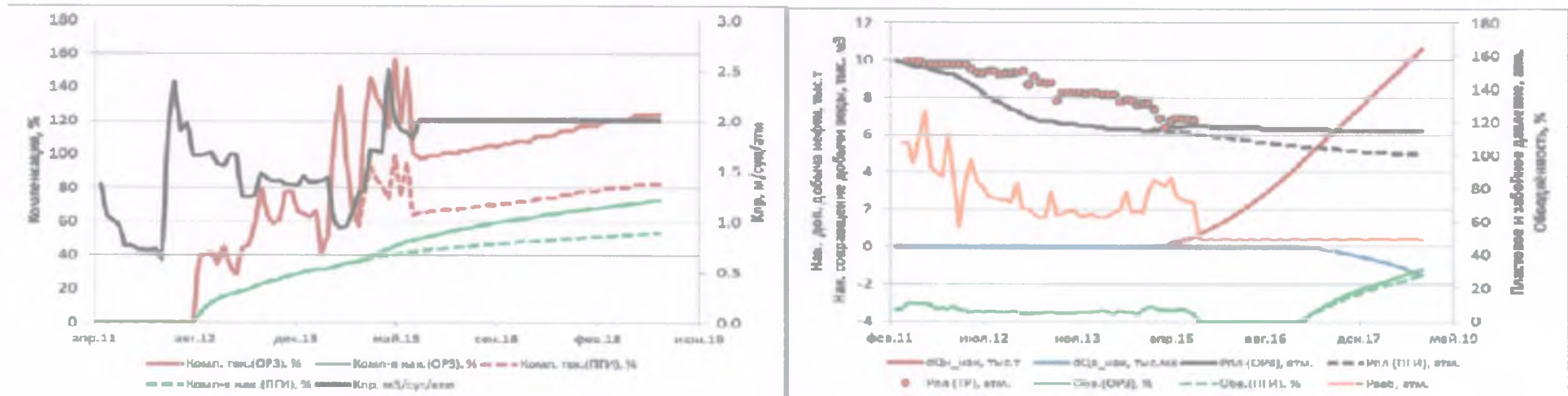


Рисунок 48 Результаты расчётов по двум зонам ЭЗ 10.1 с ОРЗ и без ОРЗ

3.3.3.8 Результаты расчётов по двум зонам ЭЗ 11.2 в условиях закачки с ОРЗ и без (профиль согласно ПГИ)

Прогнозные расчёты были основаны на предположении, что продуктивность и забойное давление скважин, дренирующих запасы, полученные по методу матбаланса, будут постоянны на весь период: $K_{пр} (Y-III \text{ линза}) = 5 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$ $K_{пр} (Y-IV) = 42 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$ $P_{заб} = 50 \text{ атм}$.

Профиль закачки до спуска ОРЗ: $Q_{приём} (Y-IV) = 300 \text{ м}^3/\text{сут}$ $Q_{приём} (Y-V-VII) = 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$

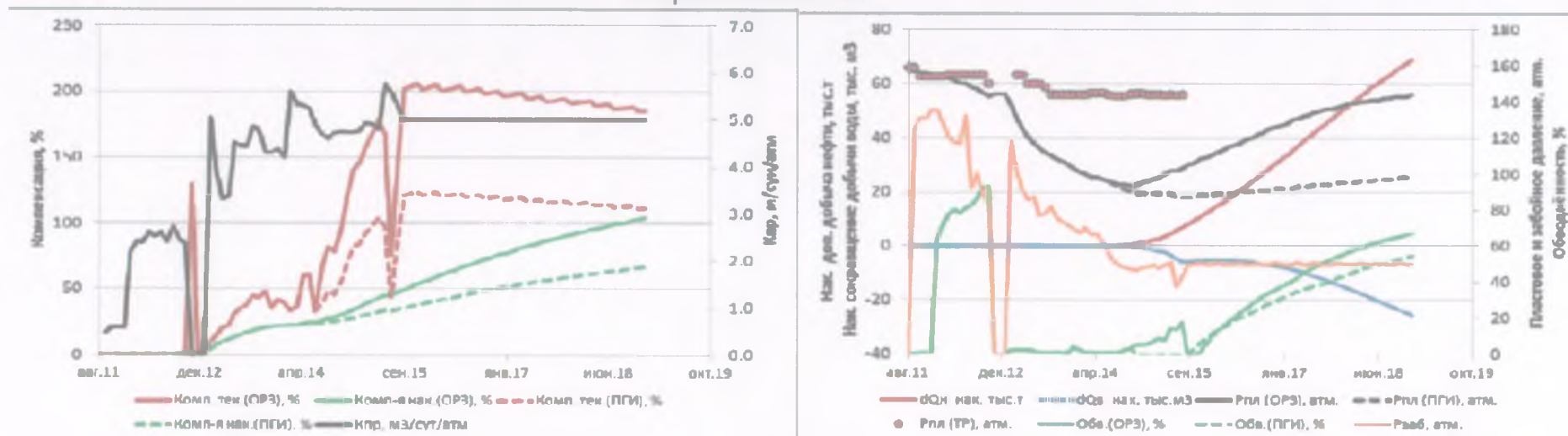
Профиль закачки с ОРЗ: $Q_{приём} (Y-IV) = 500 \text{ м}^3/\text{сут}$ $Q_{приём} (Y-V-VII) = 800 \text{ м}^3/\text{сут}$

Дренируемые геол. запасы нефти: Верхняя зона (Y-IV) = 1.53 тыс.т
Нижняя зона (Y-V-VII) = 3.54 тыс.т

Из расчёта видно, что, перераспределяя закачку с нижней зоны в верхнюю, мы добиваемся 100% накопленной компенсации на конец 2018 года по верхней зоне, тогда как нижняя работает в режиме истощения. Однако за счёт наличия активного аквифера компенсация нижней зоны уменьшается незначительно. Также происходит сокращение добычи воды за счёт ввода двух новых скважин с меньшей стартовой обводнённостью: U45 и U49. Вывод: за счёт того, что продуктивность верхней зоны достаточно высокая, а нижняя зона продолжает компенсироваться аквифером, происходит общий прирост добычи нефти и сокращения добычи воды, что подтверждается стабилизацией обводнённости Y28 скважины и увеличением добычи нефти U49 скважины.

На рисунке 49 Результаты расчётов по двум зонам ЭЗ 11.2 в условиях закачки с ОРЗ и без (профиль согласно ПГИ).

Верхняя зона



Нижняя зона

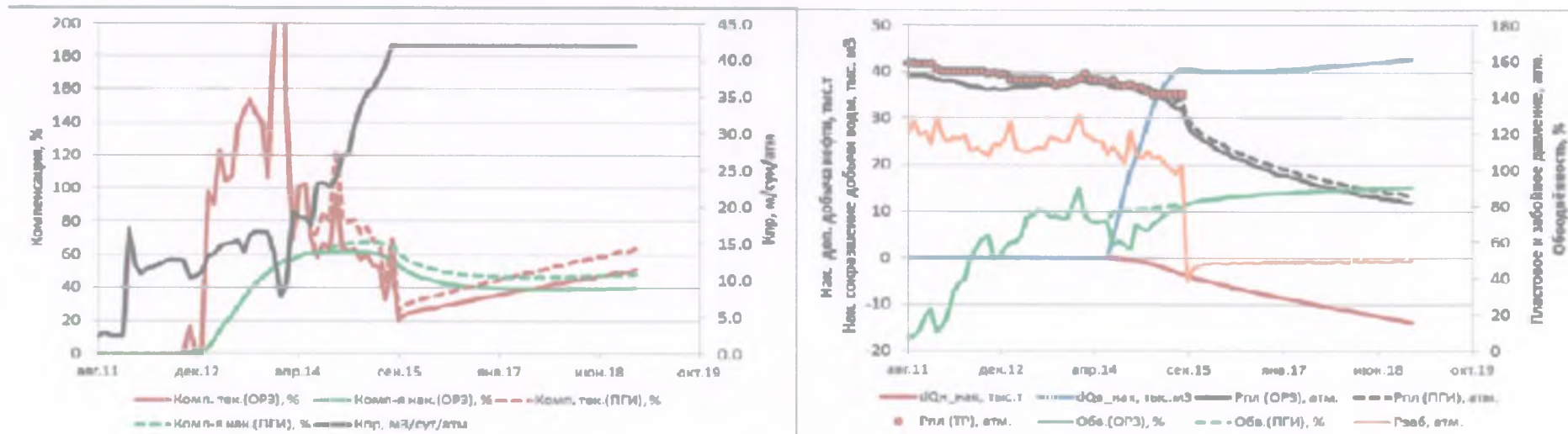


Рисунок 49-Результаты расчётов по двум зонам ЭЗ 11.2 с ОРЗ и без ОРЗ

3.3.3.9 Результаты оценки эффективности ОРЗ по Y14 и Y37 скважинам

Вывод: 1) По Y14 скв. не рекомендуется снижать закачку в верхний интервал (линзу Y-III), так как происходит снижение потенциала по пластовому давлению Y13 скв. ввиду отсутствия влияния со стороны Y12 нагн. скв. В свою очередь добыча с нижнего интервала в основном ведётся Y15 скв., которая также компенсируется Y16 нагн. скв. 2) Перераспределение закачки по Y37 скв. можно считать успешным, так как, во-первых, увеличилась компенсация скв. U49 (до этого она компенсировалась в основном Y58 и Y60 скв. ввиду лучших ФЕС), а также стабилизировался рост обводнённости Y28 и Y36 скважин. Ввиду наличия активного аквифера, а также компенсации со стороны Y35 и Y56 скважин, потери по пластовому давлению не значительные, что косвенно подтверждается высоким дебитом жидкости Y49 и U45 скважин, введенных во время установки компоновки ОРЗ.

Анализ показал: значительную эффективность компоновки по скважине №Y37 (дополнительная добыча нефти 5 486 тонны, прогнозная эффективность – 52 103 тонн), незначительную отрицательную эффективность компоновки по скважине №Y14 и отсутствие эффекта по скважине.

Технологию двухлифтовых компоновок для одновременно-раздельной закачки рекомендуется признать условно эффективной по следующим причинам:

1.Технология позволяет регулировать закачку на устье скважины с требуемой КПЭ точностью (+/-15%);

2.По трем скважинам из четырех подтверждено наличие гидродинамической связи между интервалами закачки (посредством ГДИС). Количественно оценить величину перетоков не представляется возможным;

3.Анализ работы нагнетательных скважин и их окружения показывает наличие эффекта от работы компоновок для одновременно-раздельной закачки (по состоянию на 30.11.2015 – 5 486 тонн нефти).

На рисунках 50-51 и в таблицах 16-17 представлены результаты расчётов по двум зонам ЭЗ 10.1 и 11.2.

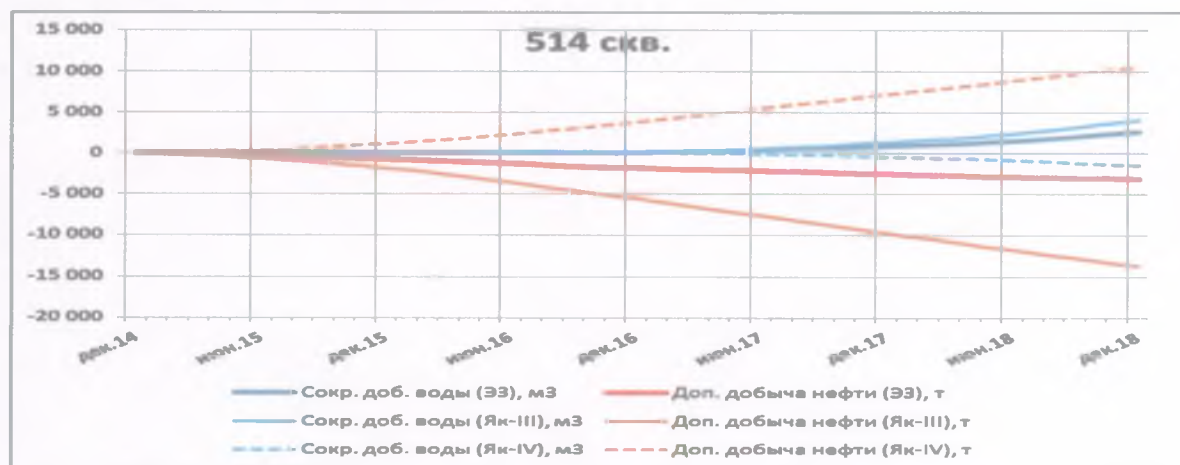


Рисунок 50- Результаты расчетов по двум зонам ЭЗ 10.1

Таблица 16- Результаты расчётов по двум зонам ЭЗ 10.1

Дата	Скв. Y14					
	Верхний интервал		Нижний интервал		Итого	
	Доп. добыча от Рпл, т	Сокращение добычи воды, м3	Доп. добыча от Рпл, т	Сокращение добычи воды, м3	Доп. добыча от Рпл, т	Сокращение добычи воды, м3
Август 2015	-1043	0	553	0	-491	0
Май 16	-5639	69	3 775	0	-1864	69
Декабрь 2017	-9 764	1309	7171	-452	-2 593	857
Декабрь 2018	-13 756	4099	10611	-1496	-3145	2 603

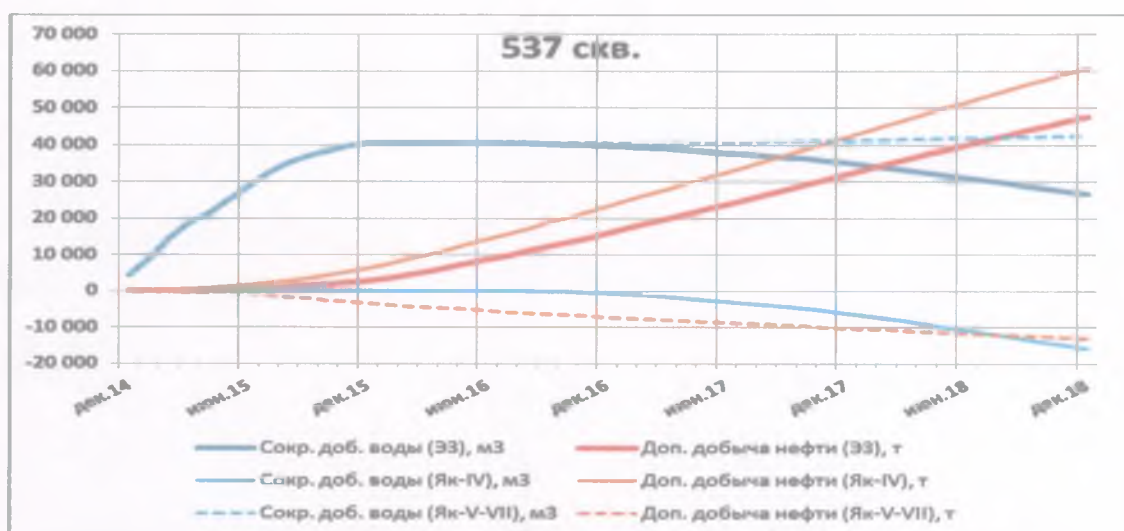


Рисунок 51- Результаты расчётов по двум зонам ЭЗ 11.2

Таблица 17- Результаты расчётов по двум зонам ЭЗ 11.2

Дата	Скв. Y37					
	Верхний интервал		Нижний интервал		Итого	
	Доп. добыча от Рпл, т	Сокращение добычи воды, м3	Доп. добыча от Рпл, т	Сокращение добычи воды, м3	Доп. добыча от Рпл, т	Сокращение добычи воды, м3
Декабрь 2015	6 298	0	-3 525	40456	2 773	40456
Май 2016	29 460	-2 044	-8313	40660	21146	38 616
Декабрь 2017	48 608	-9 201	-11191	41696	37 417	32 495
Декабрь 2018	66 481	-19 353	-13 935	42 996	52 546	23 642

4. Безопасность и экологичность проекта

Одним из наиболее крупных сегментов промышленности является нефтегазовый комплекс, которому присущи огромные запасы различных видов энергии, применение высоких давлений, температур, скоростей, использование больших объемов химических, токсичных веществ, крупногабаритных сооружений и других объектов, представляющих потенциальную опасность.

Внезапное неконтролируемое высвобождение энергии может привести к чрезвычайным последствиям, влекущим опасность окружающей среде, жизни и здоровью работников предприятия.

Производственная деятельность предприятий нефтегазового комплекса сопряжена с огромными рисками, поэтому необходимо обязательное выполнение требований нормативных и законодательных актов в области промышленной безопасности.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Спускоподъемные операции (СПО) при бурении скважин – трудоемкая и тяжелая работа, на которую затрачивается в среднем 18-20% времени бурения скважины. После завершения процесса бурения и строительства скважины, требуется спуск различных компоновок оборудования на забой скважины.

Рабочее место бурильщика находится в центральной части буровой площадки. Кабина буровой представляет собой стеклянно-металлическую конструкцию размерами: длина 3 м, ширина 2 м, высота 2 м. В обязанности бурильщика входит управление оборудованием буровой площадки с помощью пульта, расположенного в кабине.

В таблице 18 представлен анализ опасных и вредных производственных факторов на буровой площадке.

Таблица 18 – Анализ опасных и вредных производственных факторов

Группа (по природе действия)	Вид (по характеру воздействия)
Физические	движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; повышенный уровень шума на рабочем месте; повышенный уровень вибрации; повышенная температура воздуха рабочей зоны; действие электрического тока.
Химические	токсические (составляющие бурового раствора и жидкости глушения)
Психофизиологические	а) статические физические перегрузки; б) нервно-психические перегрузки: монотонность труда; эмоциональные перегрузки.

По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда. [1]

На буровых установках наиболее сложными и опасными являются аварии с открытыми фонтанами. Начавшаяся в виде нефте-газопроявлений аварийная ситуация может перейти в открытый фонтан с возгоранием, уничтожением скважины, гибелью людей. Аварии, переходящие в катастрофы, очень опасны для окружающей среды и обслуживающего персонала.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Спускоподъемные работы выполняются на скважинах нефтегазоконденсатного месторождения, которое расположено на территории Туруханского и Дудинского районов Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа Красноярского края. Местность относится к климатическому региону – Ia, климатический пояс – «особый». Средняя температура воздуха зимних месяцев составляет -28°C , а средняя скорость ветра достигает 6,8 м/с.

Климат района резко континентальный. Среднегодовая температура воздуха – минус 10°C . Среднегодовое количество осадков около 450 мм. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м. Средняя влажность воздуха, по данным «Росгидромет» составляет 45-50%.

Выполнение работ производится, как в ночное, так и в дневное время суток на открытой местности, независимо от времени года.

Вид выполняемых работ на основе общих энергозатрат относится к категории Ib (энергозатраты 121-150 ккал/ч (140-174 Вт) – работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением. [2]

Среднюю температуру производственного помещения необходимо поддерживать в диапазоне $15-20^{\circ}\text{C}$. [3]

Поскольку бурение и спуско-подъемные операции выполняются на открытой производственной площадке, персонал обеспечивается передвижными санитарно-бытовыми помещениями; душевыми и устройствами для обогрева и охлаждения работающих, помещениями и устройствами для сушки специальной одежды и обуви.

Административно-бытовые помещения следует оснащать переносными обогревателями и встроенными системами вентиляции простой конструкции, это позволит оперативно монтировать и демонтировать системы при переезде буровой площадки на другой объект. Рекомендуются использовать отопи-

тельные приборы с простой конфигурацией, допускающей легкую очистку и обслуживание.

4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.

Буровая находится на территории кустовой площадки, знаками безопасности и аншлагами установлены и определены места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда. Предусмотрены пути эвакуации транспортных средств в случае аварийных ситуаций. [4]

Буровые, насосные и компрессорные станции, другие производственные объекты должны иметь надежное транспортное сообщение с базами материально-технического сообщения и местами дислокации основных производственных служб предприятия.

В таблице 19 представлена характеристика санитарно-гигиенических условий труда на рабочем месте бурильщика. [5]

Таблица 19 – Характеристика санитарно-гигиенических условий труда

Показатели условий труда	Производственные помещения, норма/ факт
Освещенность, лк	20/20
Инфра-,инфразвук, при 16 Гц, дБ	90/75
Излучение, мкР/ч	50/2,5
Шум,дБ,	80/76
Вибрация, дБ	81/80
Пыль, мг/м3	2 /0,5
Температура, °С,	20/20
Относительная влажность ,%	40-60/50
Скорость движения воздуха, м/с	0,1/0,25

Определение воздухообмена согласно кратности воздухообмена в помещении

$$L = V_{\text{пом}} * K_p, \quad (5)$$

где $V_{\text{пом}}$ – объем помещения, м3;

K_p – минимальная кратность воздухообмена (табличное значение), 1/ч.

$$L = 12 * 5 = 60 \text{ (м3/ч)}$$

Определение воздухообмена в соответствии с количеством людей в помещении:

$$L = L_1 * N_L, \quad (6)$$

, где L_1 – норма воздуха на одного человека, м³/ч*чел;
 NL – количество людей в помещении.

$$L = 60 \cdot 1 = 60 \text{ (м}^3\text{/ч)}.$$

Кабину буровой рекомендуется оборудовать приточной системой вентиляции, т.к. забор воздуха должен осуществляется за пределами территории буровой, во избежание попадания выхлопных и вредных газов, выделяющихся в процессе бурения. [6]

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении (специальные плафоны). Источниками питания аварийного освещения являются аккумуляторные батареи. В таблице 20 представлены нормы освещенности рабочих мест на буровой площадке. [7]

Таблица 20 - Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении на буровой

Наименование объекта	Виды рабочего искусственного освещения: источники света	Освещенность (люкс) при общем освещении лампами накаливания
а) рабочая площадка	лампа накаливания	30
б) роторный стол	лампа накаливания	100
в) кабина буровой (пульт и щит управления без измерительной аппаратуры, рычаги, рукоятки)	лампа накаливания	55

При проектировании буровых установок рабочую площадку следует предусматривать шумо- и виброизолированной от редукторного помещения, силового и насосного блоков.

Для снижения уровня шума и вибрации в буровой кабине применяют звуко-вибропоглощающие материалы и звукоизоляционные покрытия, а при покидании кабины необходимо использовать средства индивидуальной защиты (наушники). Уровни общей вибрации на буровых установках не должны превышать 80 дБ. [8].

Конструкция пола буровой должна обеспечивать минимальное воздействие на человека вибраций.

Перечень санитарно-бытовых помещений и устройств на буровой площадке представлен в таблице 21. [20].

Таблица 21 - Состав специальных бытовых помещений и устройств

Группа производственных процессов	Санитарная характеристика производственных процессов	Специальные санитарно-бытовые помещения и устройства
-----------------------------------	--	--

Окончание таблицы 21

Бурение и спуско-подъемные операции	Работа на открытом воздухе во все времена года и при неблагоприятных метеорологических условиях; при значительном образовании пыли	Передвижные санитарно-бытовые помещения; душевые помещения и устройства для обогрева работающих, помещения и устройства для сушки специальной одежды и обуви; в условиях жаркого климата - для охлаждения работающих
-------------------------------------	--	--

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках. Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды. [9]

Спецодежда, предназначенная для использования на взрывопожароопасных объектах или взрывопожароопасных участках производства, должна быть изготовлена из термостойких и антистатичных материалов. Средства индивидуальной защиты машиниста буровой: спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д. [11, 12]

Места, где при производстве работ возможно выделение опасных и вредных газов, оборудуются автоматическими газоанализаторами, при концентрации паров углеводородов свыше 300 мг/м³ работы должны быть приостановлены, люди выведены из опасной зоны.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При проведении буровых работ и спуско-подъемных операций имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. Источником вредных веществ являются выделения из скважины и жидкости буровых растворов. Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 22. [13]

Таблица 22 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м ³
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной О ₂	4
Сероводород в смеси с углеводородами С ₁ —С ₅	3
Углекислый газ	9000
Спирт этиловый	1000
Углеводороды С ₁ —С ₁₀	300

Помимо стационарных средств КИП, работники буровой выполняют анализ воздушной среды рабочей зоны с помощью портативных газоанализаторов перед входом на буровую площадку или рядом с буровой и проведением газоопасных работ. [14]

При бурении скважин используются асинхронные электродвигатели мощностью до 320 кВт. Категории размещения электрооборудования предусматривают эксплуатацию на открытом воздухе, в помещениях, где колебания температуры и влажности несущественно отличаются от колебаний на открытом воздухе, или под навесом, или в закрытых помещениях, с естественной вентиляцией без искусственно регулируемых климатических условий. [15]

Расстояние по горизонтали от крайнего провода воздушной линии электропередачи напряжением 6-10 кВ до помещения насосной, бытовых и других сооружений буровой установки должно быть не менее 2 м, а для воздушных линий напряжением до 1 кВ - не менее 1,5 м

В качестве заземлителей на буровой обычно используют трубы диаметром до 50 мм и длиной 2-3 м, которые забивают в грунт и соединяют между собой проволокой (катанкой) диаметром 6-10 мм при помощи сварки.

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы, а также прекратить выполнение работ, так как оборудование работает под высоким напряжением. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях проведения спуско-подъемных операций могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II. [16]

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин (короткое замыкание, высекание искры); утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования. [17]

В таблице 23 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ. [14]

Таблица 23 - Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

По взрывопожарной опасности буровая установка относится к категории А, степень огнестойкости II. [18]

Буровая установка должна оснащаться электрооборудованием во взрывозащищенном исполнении с классом защиты 2. [21]

Здания, сооружения и наружные установки объектов обустройства нефтяных и газовых месторождений, подлежащие оснащению автоматическими установками пожарной сигнализации, следует определять в соответствии с требованиями [22]

Выбор типов пожарных извещателей проводится в зависимости от назначения защищаемых помещений, вида пожарной нагрузки и доминирующих опасных факторов пожара.

Объекты обустройства нефтяных и газовых месторождений должны быть оборудованы системой (средствами) оповещения и управления эвакуацией (СОУЭ) людей при пожаре. [23]

Комплекс пожарно-профилактических мероприятий на буровых включает в себя организацию поста или стенда с комплектом противопожарного инвентаря. Набор первичных средств пожаротушения, приходящийся на одну скважину, должен включать: 6 пенных огнетушителей, 2 м³ песка в ящиках, 4 лопаты, 2 лома, 2 топора, 2 багра, 4 пожарных ведра. Использовать противопожарный инструмент не по назначению запрещается.

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

На буровых установках наиболее сложными и опасными являются аварии с открытыми фонтанами. Начавшаяся в виде нефте-газопроявлений проявления аварийная ситуация может перейти в открытый фонтан с возгоранием, уничтожением скважины, гибелью людей.

Поражающими факторами в случае аварии являются: отравление газами, возгорание газов и скаженной продукции (нефть, конденсат), поражение непреодолимой силой потока жидкости, срыв талевого блока и разрушение конструкции буровой.

В таблице 24 представлен анализ производственной деятельности и уязвимость объекта в условиях ЧС

Таблица 24 - Анализ производственной деятельности и уязвимость объекта в условиях ЧС

Назначение объекта и расположение	Расположен в центральной части буровой площадки, управление процессом бурения осуществляется из кабины
Наличие непрерывных технологических процессов	Постоянный контроль пульта управления
Общую численность работающих и наибольшая численность смены	В кабине находится 1 человек, наибольшая численность смены 6 человек
Наличие индивидуальных защитных сооружений на непрерывных участках производства	Превенторный щит, железный каркас вокруг кабины
Обеспеченность (в процентах) работающих индивидуальными и медицинскими средствами защиты	3 аптечки на 6 человек, средства индивидуальной защиты у всей смены 100%

Окончание таблицы 24

Краткая характеристика здания	Кабина буровой представляет собой одно-этажную стеклянно-металлическую конструкцию с размерами: длина 3 м, ширина 2 м, высота 2 м, имеет 1 степень огнестойкости
Наличие внешних и внутренних источников для образования вторичных факторов поражения	Имеются ядовитые вещества и нефть для приготовления бурового раствора
Краткая характеристика коммуникаций	Кабина электрифицирована, теплоснабжение осуществляется обогревателями, водо-газоснабжение отсутствует

Для предупреждения развития промышленных аварий и локализации выбросов опасных веществ предусмотрены:

- автоматизированная система контроля процесса бурения и спуско-подъемных операций.
- герметичность противовыбросового оборудования и участков трубопроводов;
- контроль воздуха рабочей зоны переносными газоанализаторами
- вентиляция в производственных помещениях.
- оснащение устья скважины фонтанной арматурой.
- обеспечение устойчивой связи с руководством, центральной инженерно-технической службой, пожарной частью.
- обучение обслуживающего персонала действиям при возникновении аварии в соответствии с планом ликвидации возможных аварий.

4.7 Экологичность проекта

К основным загрязнителям сточных вод и почвы относятся буровые растворы (особо опасны на нефтяной основе), химические реагенты, а также диспергированные глины, выбуренные породы, утяжелители (механическая примесь), смазочные масла, буровой шлам, содержащий все химические соединения .

Защита почвы от загрязнения обеспечивается:

- исключением попадания отходов бурения на поверхность;
- конструктивным исполнением технологического оборудования, предотвращающим переливы, утечки и проливы технологических жидкостей;
- циркуляционной системой для сбора буровых сточных вод;
- опорожнением сточных вод при промывке емкостей в шламовый амбар по герметичным трубопроводам;
- доставкой ГСМ на площадку буровой в герметичных емкостях.

Сбор образующегося в процессе бурения бурового шлама вывозится на временный шламонакопитель.

К основным мерам охраны окружающей среды от воздействия отходов производства можно отнести: применение малоотходной технологии бурения скважин, обезвреживание и экологически безопасное захоронение отходов бурения; оборудование водозаборных устройств рыбозащитными сетками.

5 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе анализа подтверждена технологическая и экономическая эффективность применения одновременно-раздельной закачки

В ходе анализа определены геологические параметры для эффективного использования ОРЗ. Технология применима только при условии наличия разделения коллектора мощными непроницаемыми пропластками глин или присутствия зон с высокой неоднородностью ФЕС предотвращающих перетоки между зонами ОРЗ, в противном случае эффективность технологии отсутствует. Наиболее благоприятные условия применения встречаются в северном куполе залежи пласта У 3-7.

В целом, применение ОРЗ для разработки пласта У-3-7 рассматриваемого месторождения целесообразно и перспективно. Однако окончательное решение о применении ОРЗ требует дополнительной информации и более глубокого анализа.

В ходе выполнения ВКР были выделены основные преимущества и недостатки системы ОРЗ.

К преимуществам были отнесены:

- повышение нефтеотдачи пласта и дебита скважины;
- увеличение степени охвата и интенсивности освоения многопластового месторождения за счет раздельного вовлечения в разработку отдельных раз-но проницаемых пластов;
- сокращение капитальных затрат на строительство скважин;
- регулирование закачки во времени и по разрезу скважины.

Также применен системы ОРЗ имеет ряд недостатков:

- сложность подбора оборудования;
- сложность монтажа и демонтажа;
- сложность обработки призабойных зон скважины;
- сложность определения дебита (приемистости) каждого эксплуатируемого объекта;
- необходимость остановки эксплуатации всех объектов при проведении ПНР на одном из них.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

МЭР-месячный эксплуатационный рапорт
ОРЗ-одновременно-раздельная закачка
ВПП-выравнивание профиля приемистости
АГРП- авто гидроразрыв пласта
КИН – коэффициент извлечения нефти
ЛУ – лицензионный участок
ЭЗ-элемент заваоднения
ПГИ- промыслово-геофизические исследования
НПС – нефтеперекачивающая станция
ЦКР – Центральная комиссия по разработке месторождений полезных иско-
паемых
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
ЭЦН – электроцентробежный насос
ППД – поддержание пластового давления
ВНК – водонефтяной контакт
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
НИЗ – начальные извлекаемые запасы
КРС – капитальный ремонт скважин
ГРП – гидроразрыв пласта
ГНКТ – гибкие насосно-компрессорные трубы
КП – коэффициент продуктивности
ПЗП – призабойная зона пласта
ПАВ – поверхностно-активные вещества
АСПО – асфальтосмолистопарафиновые вещества
СКО – соляно-кислотная обработка
КНБК – компоновка низа буровой колонны
ЗБС – зарезка бокового ствола
УБТ – утяжеленные буровые трубы
МСС – многоствольная скважина
МЗС – многозабойная скважина
ГС – горизонтальная скважина
ГНК – газонефтяной контакт
КЕО – коэффициент естественной освещенности
ГСМ – горюче-смазочные материалы
ДВС – двигатель внутреннего сгорания

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Тарек Ахмед, Пол Д.МакКинли ,Разработка перспективных месторождений, Премиум инжиниринг, г.Москва, 2010., -579с.
2. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2015 год и на плановый период 2016 и 2017 годов, Минэкономразвития России, г. Москва, 2015, 369 с.
3. Мукерджи Х. Производительность скважин : руководство / Х. Мукерджи – Москва, 2001. – 184 с.
4. Drilling engineering, Heriot-Watt University, Edinburg, 2001, - 586 p.
5. Опыт строительства многозбойных и многоствольных скважин в ОАО «ЛУКОЙЛ» : презентация / Служба Заместителя ГД по проектированию и мониторингу строительства скважин ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», 2014,
6. Безопасность жизнедеятельности в техносфере: учеб. пособие / О. Н. Руксак, Л. Н. Горбунова, В. Я. Кондрасенко, А. А. Калинин, К. Д. Никитин, А. И. Жуков. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2001. – 431 с.
7. Али Данеши, Презентация для учебного курса для ОАО НК «Роснефть» 2008.
8. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров : учебник / Л.П. Дейк – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008., 668 с.
9. Галяутдинов, И.М., Сирота, А.С. Оптимизация затрат на проведение мероприятий по повышению нефтеотдачи / И.М.Галяутдинов, А.С. Сирота, // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. - №1. – С. 1-15.
10. Методическое пособие для подготовки к собеседованию, Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ Petroleum Learning Centre, г. Томск, 2008., - 179 с.
11. Reservoir engineering, Heriot-Watt University, Edinburg, 2001, - 743 p.
12. Production technology, Heriot-Watt University, Edinburg, 2001, - 492 p.
13. Мулявин С.Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие / С.Ф. Мулявин – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. 215 с.